



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

TARVO SIUKOLA

SÄHKÖMARKKINALAIN MUKAINEN KEHITTÄMISVELVOLLISUUS
SÄHKÖVERKKOTOIMINNAN VIRANOMAISVALVONNASSA

Diplomityö

Tarkastaja: professori Pertti Järven-
tausta

Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 7. marras-
kuuta 2012

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

SIUKOLA, TARVO: Sähkömarkkinalain mukainen kehittämisvelvollisuus sähköverkkotoiminnan viranomaisvalvonnassa

Diplomityö, 74 sivua

Helmikuu 2013

Pääaine: Sähköenergia

Tarkastaja: professori Pertti Järventausta

Avainsanat: Sähköverkkojen kehittämisvelvollisuus, sähkömarkkinalaki, valvontamenetelmät, korvausinvestointi, sähkön toimitusvarmuus

Sähköverkkojen kehittämisvelvollisuus on yksi tärkeimmistä sähkömarkkinalain velvoitteista verkonhaltijoille. Lain laajasta tulkintavarasta johtuen kehittämisvelvollisuuden toteutumista ei ole Energiamarkkinavirastossa (EMV) valvottu aktiivisesti. Vuodenvaihteen 2011–2012 suurhäiriön jälkeen työ- ja elinkeinoministeriö julkaisi ehdotuksen sähkömarkkinalain muutokseksi, jossa keskitytään kehittämisvelvollisuuden osalta parantamaan sähkön toimitusvarmuutta ja ehkäisemään suurhäiriöitä. EMV lähtee tarkentamaan kehittämisvelvollisuuden valvontaa ehdotuksen pohjalta tulevan hallituksen esityksen mukaisesti.

Työssä käydään läpi EMV:n nykyisiä kehittämisvelvollisuuden valvontamenetelmiä, jotka palkitsevat tai rankaisevat verkonhaltijoita kehittämisvelvollisuuden toteutumisen mukaan. Kaikki verkonhaltijat eivät kannustimista huolimatta kehittä verkkoaan ja siksi työn tavoitteena oli löytää mittareita, joiden avulla verkonhaltijan kehittämisvelvollisuuden toteutumista voidaan paremmin arvioida. Työssä keskitytään kehittämisvelvollisuuden valvontaan kahdella eri tavalla: Verkon kuntoa ja ylläpidon tasoa arvioidaan komponenttien ikätietojen ja investointimäärien perusteella sekä sähkön laatua ja sen kehitystä arvioidaan vertailemalla verkonhaltijoiden keskimääräisiä sähkön toimitusvarmuuslukuja verkonhaltijan omaan keskeytyshistoriaan ja samankaltaisten verkonhaltijoiden keskeytyslukemiin. Menetelmissä sähkön toimitusvarmuutta kuvataan keskeytyslukemista lasketun keskeytyksistä aiheutuneen haitan (KAH) avulla.

Työssä tehtiin myös kansainvälistä vertailua tutkimalla muiden Pohjoismaiden sekä Iso-Britannian sähköverkkoregulaattoreiden valvontamenetelmiä. Vertailumaissa valvonta keskittyi sähkön laadun valvontaan, eikä verkon ylläpidon valvonnasta ollut mainintoja yhdelläkään vertailumaalla.

Kehittämisvelvollisuuden toteutumisen arviointi keskimääräisten sähkön keskeytyslukujen avulla osoittautui tulkinnanvaraiseksi, mistä syystä jatkokehityksessä pyritään asiakaskohtaisempaan sähkön laadun tarkasteluun. Jatkokehityksessä keskitytään myös ikätietojen ja keskeytyslukemien luotettavuuden parantamiseen, jotta kehittämisvelvollisuusmittareita voidaan hyödyntää luotettavasti.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

SIUKOLA, TARVO: Regulatory oversight of the Electricity Market Act's obligation to develop the electric system

Master of Science Thesis, 74 pages

February 2013

Major: Electrical Energy Engineering

Examiner: Professor Pertti Järventausta

Keywords: Energy Market Act, legal obligation to develop electricity network, regulation methods, replacement investment, security of supply

Obligation to develop the electricity network is one of the most important obligations the electricity market act imposes to network operators. Due to legal ambiguities the obligation to develop has not been actively overseen by the Energy Market Authority (EMV). After a major interruption in the electricity network at the turn of the years 2011-2012, Ministry of Employment and the Economy drafted an amendment to the Electricity Market Act, which focuses on improving the security of electricity supply and preventing future major disturbances. The EMV will start to develop the oversight of obligation to develop the electricity network on the basis of future government proposal to the Electricity Market Act.

This thesis examines the current methods of EMV to control and oversee the obligation to development. The current control methods reward or penalize the network operators depending on how well the obligation to develop is fulfilled. Despite the incentives some network operators still neglect to develop their networks and that is why this thesis was made to find indicators which reveal how well the system operators have fulfilled their obligation to develop the electricity network. The focus in this thesis will be to assess the fulfillment of the obligation to develop in two ways: The network condition and the level of maintenance will be estimated by comparing the components age data and the investment amounts. The security of electricity supply and its trend will be assessed by comparing the network operator's average reliability figures of electricity supply to network operator's own interruption history and to similar network operator's interruption levels. In the methods the security of electricity supply is estimated by a figure called "outage costs" (KAH) which is calculated from unplanned and planned long and short term interruptions.

An international survey was also done in the thesis to compare the control methods of the other energy regulators in the Nordic countries and in the UK. According to the survey, the regulatory oversight of the compared regulators focused primarily on electricity quality and security of supply monitoring as there was no evidence of network condition or maintenance oversight in the other regulators.

Evaluation of the fulfillment of obligation to develop the electricity network through average electricity interruption figures proved to be too open to interpretations, which is why the further development of the control methods should concentrate more on customer-specific data of security of supply. Further development will also need to focus on improving the reliability of data used in regulation so that the network oversight and regulation could be done more reliably.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Helsingissä Energiamarkkinavirastolle. Diplomityön tarkastajana toimi professori Pertti Järventausta Tampereen teknilliseltä yliopistolta. Energiamarkkinavirastolla työtäni ohjasivat johtava asiantuntija Martti Hänninen ja ryhmäpäällikkö Simo Nurmi.

Haluan kiittää Marttia ja Simoa mielenkiintoisesta ja haastavasta aiheesta sekä erinomaisesta ohjauksesta työn aikana. Lisäksi haluan kiittää myös muita Energiamarkkinaviraston työntekijöitä innostavasta työympäristöstä ja vinkeistä diplomityöhön liittyen, mutta myös hauskoista hetkistä puurtamisen lomassa. Haluan kiittää Perttiä erinomaisesta työn tarkastuksesta ja asiantuntevista kommentteista työni parantamiseksi. Kiitokset arvokkaasta yhteistyöstä myös sähköverkonhaltijoille ja Energiateollisuus ry:lle, joilta sain hyviä kommentteja työni kehittämiseksi. Erityisesti kiitos E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:lle, Järvi-Suomen Energia Oy:lle ja Koillis-Satakunnan Sähkö Oy:lle antoisista yritysvierailuista.

Kaikki tämä olisi kuitenkin ollut mahdotonta ilman Marin, sukulaisteni ja ystävieni tukea diplomityön ja opintojeni aikana.

Helsingissä 4. helmikuuta 2013

Tarvo Siukola

SISÄLLYS

Abstract	III
Termit ja niiden määritelmät	VII
1 Johdanto.....	1
2 Sähkömarkkinalain mukainen kehittämisvelvollisuus	3
2.1 Sähköverkkojen kehittämisvelvollisuus	3
2.2 Sähkömarkkinalain valvonta, pakkokeinot ja seuraamukset	6
3 Kehittämisvelvollisuuden määrittäminen.....	8
3.1 Sähkön laatu.....	8
3.1.1 Sähköverkon toimitusvarmuus	10
3.1.2 Keskeytyksistä aiheutunut haitta	16
3.1.3 Suurhäiriöt ja toiminta suurhäiriössä.....	18
3.2 Sähköverkkojen ylläpito	19
3.2.1 Sähköverkon toimitusvarmuuden parantaminen.....	20
3.2.2 Korvausinvestoinnit	22
3.3 Muun sähköverkkotoiminnan kehittäminen	25
4 Nykyiset valvontamenetelmät.....	26
4.1 Valvontamenetelmät kehittämisvelvollisuuden näkökulmasta.....	26
4.1.1 Yksikköhintakannustin	27
4.1.2 Laatu-kannustin	27
4.1.3 Investointikannustin.....	29
4.1.4 Tehostamiskannustin	30
4.1.5 Innovaatiokannustin.....	32
4.2 Nykyisten valvontamenetelmien arviointi	32
5 Sähköverkkojen kehittämisvelvollisuus Euroopassa	35
5.1 Norja	36
5.2 Ruotsi.....	37
5.3 Tanska.....	38
5.4 Iso-Britannia.....	39
5.5 Vertailua maiden välillä.....	40
6 Kehittämisvelvollisuuden valvontamenetelmät	45
6.1 Sähkön laadun valvontamenetelmät	45
6.1.1 Verkonhaltijan keskeytyshistorian tarkastelu	48
6.1.2 Vertailu muihin verkkonhaltijoihin	51
6.2 Korvausinvestointien valvonta.....	52
6.2.1 Verkon ikätietojen seuranta.....	53
6.2.2 Korvausinvestointien historiadata	57
6.3 Mittareiden vertailu	59
7 Verkovalvonnan jatkokehitysmahdollisuudet.....	61
7.1 Käyttöpaikkakohtaiset tunnusluvut	61
7.1.1 Energiatieteellisuuden keskeytystilastointi.....	62

7.1.2	Keskeytyksistä aiheutuneen haitan jatkokehitys	66
7.2	Valvonnassa käytettävien lukujen luotettavuus	67
7.3	Kehittämissuunnitelmat	67
7.4	Muut kehittämismahdollisuudet	68
7.4.1	Sähkön laaturajojen asettaminen	68
8	Yhteenveto	70
	Lähteet	72

TERMIT JA NIIDEN MÄÄRITELMÄT

CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index
CEER	Council of European Energy Regulators
CENS	Cost of Energy Not Supplied
CLC	Corine Land Cover
dnro	Diaarinumero
EI	Energimarknadsinspektionen
EMV	Energiamarkkinavirasto
ENS	Energy Not Supplied
ET	Energiateollisuus ry
FASIT	Standardised System for Reporting of Failures and Interruptions
HVK	Huoltovarmuuskeskus
JHA	Jälleenhankinta-arvo
KAH	Keskeytyksistä aiheutunut haitta
LTY	Lappeenrannan teknillinen yliopisto
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
NGET	National Grid Electricity Transmission
NKA	Nykykäyttöarvo
NVE	Norges vassdrags og energiverk
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
TKK	Teknillinen korkeakoulu
TTY	Tampereen teknillinen yliopisto
T-SAIFI	Transformer System Average Interruption Frequency Index
T-SAIDI	Transformer System Average Interruption Duration Index
T-CAIDI	Transformer System Average Interruption Duration
VTT	Valtion teknillinen tutkimuskeskus
STOTEX	Verkonhaltijan kohtuulliset tehostamiskustannukset
TOTEX	Verkonhaltijan toteutuneet tehostamiskustannukset
KOPEX	Verkonhaltijan kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
a	Vuosi
AJK_t	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergiailla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
\hat{C}	Verkonhaltijoiden kustannusrintama vuonna 2019 vuoden 2009 hintatasossa

h_{AJK}	Aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
$h_{E,odott}$	Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kWh
$h_{E,suunn}$	Suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kWh
$h_{i,j}$	Keskeytyksen kesto aika muuntopiireillä tai keskijänniteverkon loppukäyttäjällä
h_{PIK}	Pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
$h_{W,odott}$	Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
$h_{W,suunn}$	Suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
$JHA_{t,i}$	Verkkokomponentin i jälleenhankinta-arvo vuonna t
k_{AJK}	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergia painotettu keskeytysmäärä, kpl
k_l	Muuntopiirin tai keskijänniteverkon loppukäyttäjän l vuotuinen keskeytysten / aikajälleenkytkentöjen lukumäärä, kpl
$KA_{odott,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergia painotettu keskeytysaika vuonna t, tuntia
$KA_{suunn,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergia painotettu keskeytysaika vuonna t, tuntia
KAH_{tot}	Keskeytyksistä aiheutunut haitta kyseisenä vuonna, euroa
KAH_{vert}	Keskeytyksistä aiheutuneen haitan vertailutaso, euroa
$KAH_{vert,n}$	Verkonhaltijan sähköntoimituksissa tapahtuneiden keskeytysten vertailutaso vuodelle n, euroa
$KAH_{t,n}$	Toteutunut laskennallinen sähköntoimituksen keskeytyksistä verkonhaltijan asiakkaille aiheutunut haitta vuonna t vuoden n rahanarvossa, euroa
$keski-ikä_{t,i}$	Verkkokomponentin i määrätiedolla painotettu ikätieto vuoden t alussa
KHI_{2004}	Kuluttajahintaindeksi vuonna 2004
KHI_{2009}	Kuluttajahintaindeksi vuonna 2009
KHI_{n-1}	Kuluttajahintaindeksi vuonna n-1
$KM_{odott,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergia painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
$KM_{suunn,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergia painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta

kV	Kilovoltti
kWh	Kilowattitunti
MWh	Megawattitunti
m	Muuntopiirien ja keskijänniteverkon loppukäyttäjien lukumäärä
mh _i	Keskeytyksen i vaikutusalueella olleiden muuntopiirien yhteenlaskettu keskeytysaika
mh _{i,l}	Keskeytyksen i muuntopiiriin tai keskijänniteverkon loppukäyttäjään l aiheuttama keskeytysaika, h
m _i	Niiden muuntopiirien lukumäärä, joihin keskeytys i vaikuttaa, kpl
m _{i,j}	Keskeytysajan h _{i,j} vaikutusalueella olevien muuntopiirien lukumäärä, kpl
n	Keskeytysten lukumäärä
NKA _{t,i}	Verkkokomponentin i nykykäyttöarvo vuonna t
pitoaika _n	Verkkokomponentin n pitoaika.
PJK _t	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon pikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergia painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
STOTEX _t	Kohtuulliset tehostamiskustannukset vuonna t
t	Tarkasteluvuosi
T _t	Vuoden t tuntien lukumäärä
TL	Verkonhaltijakohtainen tehokkuuskerroin
TP _t	Verkon laskennallinen tasapoisto vuonna t
Wm _l	Muuntopiiriin tai keskijänniteverkon loppukäyttäjän l vuosienenergia, MWh
W _n	Verkonhaltijan verkosta asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna n, kWh
W _t	Verkonhaltijan verkosta asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna t, kWh
W _{tot}	Keskijänniteverkon loppukäyttäjien sekä kaikkien muuntopiirien vuosienenergioiden summa, MWh
x	Kunkin keskeytyksen yhteydessä esiintyvät erilaiset keskeytysajat
X	Verkonhaltijakohtainen tehostamistavoite
X _{yl}	Yleinen vuotuinen tehostamistavoite 2,06 %
y _t	Verkonhaltijakohtainen tuotosmuuttujien vektori vuonna t
z _t	Verkonhaltijakohtainen keskijänniteverkon (1-70 kV) kaapelointiaste vuonna t

1 JOHDANTO

Sähköverkkotoiminta on Suomessa säädeltyä ja valvottua alan monopoliluonteesta johtuen. Suomessa sähköverkkotoimintaa valvoo Energiamarkkinavirasto (EMV), joka toimii työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) alaisuudessa. EMV:n tehtävä on valvoa ja edistää sähkö- ja maakaasumarkkinoiden toimintaa sekä tukea ilmastotavoitteiden saavuttamista [1]. Olennaisesti sähköverkkotoiminnan valvontaan kuuluu myös sähkömarkkinalain 9 §:n mukainen sähköverkkojen kehittämisvelvollisuus, jonka mukaan *”verkonhaltijan tulee ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin asiakkaiden kohtuullisten tarpeiden mukaisesti ja turvata osaltaan riittävän hyväälaatuista sähkön saanti asiakkaille.”* [2] Tämän työn tavoitteena on löytää käytännön valvontamenetelmiä kehittämisvelvollisuuden valvomiseksi, jotta verkonhaltijoiden monopolitoiminnasta huolehtiminen ja asiakkaiden riittävän hyvä sähkön laatu varmistetaan myös tulevaisuudessa.

Sähköverkkojen kehittämisvelvollisuus nousi otsikoihin ensin vuoden 2010 kesämyrskyjen ja sitten 2011–2012 vuodenvaihteen talvimyrskyjen aiheuttamien sähköverkon suurhäiriöiden seurauksena. Sähköverkkojen kehittämisvelvollisuuden laiminlyönnin estämiseksi ja tulevaisuuden suurhäiriöiden ehkäisemiseksi sähkömarkkinalakiin on tulossa muutoksia ja tarkennuksia muun muassa nykyisen lain 9 §:ään sähköverkkojen kehittämisvelvollisuuden osalta [3]. Sähkömarkkinalain 9 §:ään tulevia muutoksia käsitellään tarkemmin työn toisessa luvussa.

Sähköverkon kehittämisvelvollisuus on laaja käsite ja siihen voidaan katsoa kuuluvan verkonhaltijan koko sähköverkkotoiminta. Tärkeimpinä osa-alueina kehittämisvelvollisuuteen kuuluu verkon ylläpidon ja investointien riittävyys sekä asiakkaiden sähkön toimitusvarmuuden turvaaminen. Idea kehittämisvelvollisuuden tarkemmasta valvonnasta heräsi, kun verkkoon tehtyjen korvausinvestointien määrää verrattiin verkon arvosta laskettuun tasapoistoon ja huomattiin, että koko maan tasolla tarkasteltaessa sähköverkko vanhenee nopeammin kuin sitä uusitaan eli verkonhaltijoille muodostuu merkittävää korvausinvestointivajetta, joka aiheuttaa tulevaisuudessa entistä suurempaa investointitarvetta verkkoon. Kehittämisvelvollisuuteen liittyviä asioita tarkastellaan tarkemmin kolmannessa luvussa.

Nykyisellään verkonhaltijoiden kehittämisvelvollisuuden toteutumista ei valvota aktiivisesti. Kehittämisvelvollisuuden toteutumista on tähän mennessä arvioitu tapauskohtaisesti tehtyjen selvityspyyntöjen ja esiin tulleiden sähkön toimitukseen liittyvien huomattavien virheiden pohjalta. Toistaiseksi kehittämisvelvollisuuden rikkomisesta on tehty kolme selvitystä, joista kahdessa on annettu langettava päätös [4,5]. Verkkojen kehittämisvelvollisuuden täyttämiseen on kuitenkin kannustettu EMV:n toimesta val-

vontamenetelmien erilaisten taloudellisten kannustimien avulla. Kehittämismallisuutta EMV:n valvontamenetelmien näkökulmasta on tarkemmin käsitelty neljännessä luvussa.

Sähkömarkkinoita valvovat viranomaiset tekevät merkittävästi yhteistyötä Euroopan verkkovalvonnassa, jotta parhaat käytännöt verkonhaltijoiden valvontaan leviävät ja siten voitaisiin yhdessä kehittää sähköverkkojen valvontaa. Kansainvälistä vertailua kehittämissuorituksen valvonnasta, etenkin sähkön toimitusvarmuuden näkökulmasta, käsitellään viidennessä luvussa.

Sähkömarkkinalain muutosten ja heikentyneen investointitasen aiheuttamana kehittämissuoritusta on valvottava tulevaisuudessa tarkemmin sekä verkonhaltijatasolla, että tarvittaessa jopa asiakaskohtaisella tasolla. Tulevissa kehittämissuorituksen valvontamenetelmissä keskitytään sähkön toimitusvarmuuden, korvausinvestointien ja sähköverkon keski-ikäisen kehityksen seurantaan. Mahdollisia valvontamenetelmiä kehittämissuorituksen valvontaan käsitellään tarkemmin luvussa 6.

Kehittämissuorituksen tarkempi valvonta vaatii muutoksia ja tarkennuksia myös verkonhaltijoilta kerättäviin teknisiin tunnuslukuihin sekä verkon rakennetietoihin. Näitä käsitellään luvussa 7. Samalla käydään läpi verkkovalvonnan tulevaisuuden tarpeita, kuten keskeytyksistä aiheutuneen haitan (KAH) tarkempaa määrittelyä.

2 SÄHKÖMARKKINALAIN MUKAINEN KEHITTÄMISVELVOLLISUUS

Monopoliasemansa seurauksena sähköverkonhaltijoille on sähkömarkkinalaissa asetettu velvoitteita, jotta kilpailun puutteen tuomat mahdolliset väärinkäytökset ja laiminlyönnit voidaan estää. Verkonhaltijoiden toimia ohjaa sähkömarkkinalaki ja lain toteutumista valvoo TEM:n alainen virasto EMV. Alkuperäinen sähkömarkkinalaki tuli voimaan 1.6.1995 sähkömarkkinoiden avautuessa ja sitä on aika ajoin muokattu ajantasaisemmaksi. [2]

Sähköverkkotoiminnan yleiset velvoitteet on esitetty sähkömarkkinalain kolmannessa luvussa. Tässä työssä keskitytään 9 pykälässä esitettyyn kehittämisvelvoitteeseen. TEM:n 16.3.2012 julkaistussa sähkönjakelun varmuuden parantamiseen ja sähkökatkojen vaikutuksen lieventämiseen tähtäävässä muistiossa kehittämisvelvollisuus saa useita tarkennusehdotuksia, joita esitellään tarkemmin seuraavassa luvussa.

Muita velvollisuuksia sähköverkonhaltijoilla ovat muun muassa liittämisen- ja siirtovelvollisuus. Liittämisvelvollisuus velvoittaa verkonhaltijaa pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liittämään verkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähkönkäyttöpaikat ja sähköntuotantolaitokset toiminta-alueellaan. Siirtovelvollisuus puolestaan velvoittaa verkonhaltijaa antamaan kohtuullista korvausta vastaan sähkönsiirtopalveluja.

Viitattaessa sähkömarkkinalain muutoksiin tässä työssä käytetään TEM:n muistion mukaisia sähkömarkkinalain pykälämerkintöjä, jotka saattavat poiketa lain lopullisesta muodosta.

2.1 Sähköverkkojen kehittämisvelvollisuus

Nykyisessä 21.12.2004 voimaantulleessa sähkömarkkinalain 3. luvun 9 §:ssä kehittämisvelvollisuus määritellään seuraavasti: *”Verkonhaltijan tulee ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin asiakkaiden kohtuullisten tarpeiden mukaisesti ja turvata osaltaan riittävän hyvälaituisen sähkön saanti asiakkaille”*. Sähkömarkkinalaki siis velvoittaa sähköverkonhaltijat ylläpitämään ja kehittämään sähköverkkojaan ja verkkotoimintaansa siten, että asiakkaat saavat riittävän hyvälaituista sähköä. Riittävän hyvälaituiseksi sähköksi määritellään hallituksen esityksessä HE 162/1998 standardin SFS 50160 mukainen sähkön laatu [6]. Sähköverkon kehittämisvelvollisuus koostuu siis sähköverkon ja sähköverkkotoiminnan kehittämisen lisäksi myös olemassa olevan verkon ylläpitämisestä ja päivittämisestä.

TEM:n 16.3.2012 julkaistussa sähkönjakelun varmuuden parantamiseen ja sähkökatkojen vaikutuksen lieventämiseen tähtäävässä muistiossa kehittämisvelvollisuus saa

useita tarkennusehdotuksia. Ehdotuksen taustalla on talven 2011 Tapani ja Hannu myrskyjen aiheuttamat suurihäiriöt sähköverkoille ja sekä muun verkkotoiminnan riittämättömyys suurihäiriössä, ja siksi muistio keskittyy sähköverkkojen ja verkkotoiminnan kehittämiseen suurihäiriöiden estämiseksi ja vahinkojen minimoimiseksi. [3]

Ehdotuksen mukaan sähkömarkkinalain 9 §:ää tarkennetaan kehittämisvelvollisuuden osalta seuraavasti: *”Sähköverkko on suunniteltava, rakennettava ja ylläpidettävä siten, että: sähköverkko täyttää sähköverkon toiminnan laatuvaatimukset ja sähkönsiirron sekä -jakelun tekninen laatu on muutoinkin hyvä; sähköverkko ja sähköverkkopalvelut kestävät normaalit odotettavissa olevat ilmastolliset, mekaaniset ja muut ulkoiset häiriöt; sähköverkko ja sähköverkkopalvelut toimivat mahdollisimman luotettavasti normaaliolojen häiriötilanteissa ja valmiuslain (1552/2011) tarkoittamissa poikkeusoloissa; sähköverkko toimii yhteensopivasti sähköjärjestelmän kanssa ja se voidaan tarvittaessa liittää yhteen toisen sähköverkon kanssa; sähköverkkoon voidaan liittää vaatimukset täyttäviä käyttöpaikkoja ja sähköntuotantolaitoksia; verkonhaltija kykenee muutoinkin täyttämään sille kuuluvat tai tämän lain nojalla asetetut velvollisuudet.”* Sähköverkoksi ehdotuksessa määritellään kuuluvaksi sähköverkon lisäksi myös sähköverkon käyttöä ja sähköverkkopalveluiden tuottamista palvelevat laitteistot, järjestelmät ja ohjelmistot. Laki saa siis täsmennyksiä etenkin sähkön toimitusvarmuuden osalta. Tarkentuneen määritelmän lisäksi 9 § täydennetään verkkotasokohtaisilla alakohdilla a-c. [3]

A-kohdassa täsmennetään kantaverkon toiminnan laatuvaatimuksia siten, että kanta-verkon tulee täyttää EU:n lainsäädännössä asettamat ja Pohjoismaiden sähköverkoissa noudatettavat verkon käyttövarmuutta ja luotettavuutta koskevat vaatimukset. Lisäksi kantaverkon tulee myös täyttää EMV:n sille asettamat käyttövarmuutta ja luotettavuutta koskevat ehdot. Kantaverkolle määritellään myös puuvarmuus, jonka mukaan verkolle ei aiheudu toimintahäiriöitä sen läheisyydessä kasvavista puista. Lain 9 b § määrittelee, että suurjännitteinen jakeluverkko täyttää järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan verkon käyttövarmuutta ja luotettavuutta koskevat vaatimukset. Vastaavasti kuin kantaverkolle myös suurjännitteiseltä jakeluverkolta edellytetään puuvarmuutta. [3]

Lain 9 c §:ssä määriteltävät jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset ovat huomattavasti yksityiskohtaisemmat. Sen mukaan: *”Jakeluverkko on suunniteltava, rakennettava ja ylläpidettävä siten, että: Verkko täyttää järjestelmävastuuseen määrätyn kantaverkonhaltijan järjestelmävastaavana asettamat verkon käyttövarmuutta ja luotettavuutta koskevat vaatimukset; jakeluverkon vikaantuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta asemakaava-alueella asiakkaalle yli 6 tuntia kestävästä sähkönjakelun keskeytystä; jakeluverkon vikaantuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta muulla kuin 2 kohdassa tarkoitettulla alueella asiakkaalle yli 24 [vaihtoehtoisesti 36] tuntia kestävästä sähkönjakelun keskeytystä. Jakeluverkonhaltijan on täytettävä 1 momentin 2 ja 3 kohdissa säädetyt vaatimukset vastuualueellaan viimeistään 31. joulukuuta 2027 mennessä. Vaatimusten täytäntöönpano on toteutettava siten, että vaatimukset täyttyvät viimeistään 31. joulukuuta 2019 mennessä vähintään [50] prosentilla jakeluverkon kaikista asiakkaista vapaa-ajan asunnot pois lukien ja viimeistään 31. joulukuuta 2027 mennessä vähintään [50] prosentilla asuinrakennuksista.”* [3]

kuuta 2023 mennessä vähintään [75] prosentilla jakeluverkon kaikista asiakkaista vapaa-ajan asunnot pois lukien”. Verkonhaltijan on täytettävä kyseiset vaatimukset normaaliin korjaushenkilöstön määrään perustuvalla mitoituksella, sillä ylimääräistä korjaushenkilöstöä lisäämällä kaikki verkkonhaltijat eivät pystyisi todellisuudessa toimimaan, mikäli suurhäiriö koskisi useita verkkonhaltijoita. Lain 9 c §:ssä mainitun myrskyn tai lumikuorman katsotaan määrittelevän vain tuuleen ja lumeen perustuvat sääilmiöt. Lisäksi kaikkien sähköverkkojen tulee varautua normaaleihin ilmastollisiin häiriöihin kuten salamoihin, sateisiin, tulviin ja meriveden nousuun. Riskit ja mahdolliset kustannukset huomioon ottaen vaikeampiin harvinaisiin sääoloihin varautuminen ei olisi teknistaloudellisesta näkökulmasta kannattavaa. [3]

Lain 9 c §:n toteuttamiseen tähtäävät toimenpiteet aiheuttavat yrityksille merkittäviä toimitusvarmuutta parantavia lisäinvestointeja kuten maakaapelointia tulevina vuosina. Tämä auttaa verkkonhaltijoita kehittämisvelvollisuuden täyttämässä, mutta eri alueiden eripituisten sähköjakelun keskeytysaikarajojen valvonta kuitenkin vaatii tarkempaa valvontaa uusien teknisten tunnuslukujen muodossa. Ehdotuksen mukaisten aikarajojen mukaan uudet tunnusluvut täytyy kerätä viimeistään vuodesta 2020 alkaen, jolloin täyttyy vaatimus, että 50 % asiakkaista täytyy kuulua uusien toimitusvarmuusrajojen piiriin. [3]

Uudet toimitusvarmuuskriteerit vaativat useilta verkkonhaltijoilta paljon verkostoinvestointeja. Tästä syystä lain 9 d §:ssä on määritelty jakeluverkonhaltijoiden tehtävä verkon kehittämissuunnitelma: *”Jakeluverkonhaltijan on laadittava jakeluverkkoansa koskeva kehittämissuunnitelma, joka sisältää toimenpiteet, joiden toteuttaminen johtaa 9 c §:ssä säädettyjen vaatimusten täyttämiseen ja ylläpitämiseen jakeluverkossa. Kehittämissuunnitelma on päivitettävä kahden vuoden välein. Kehittämissuunnitelman tulee sisältää kahden kalenterivuoden jaksoihin jaoteltuina yksityiskohtaiset toimenpiteet, jotka parantavat järjestelmällisesti ja pitkäjänteisesti jakeluverkon varmuutta ja luotettavuutta 9 c §:n 2 momentin mukaisen siirtymäajan aikana ja jotka toteuttamalla jakeluverkko täyttää 9 c §:ssä säädetty vaatimukset. Kehittämissuunnitelmassa on asiakkaiden kohtuullisten tarpeiden mukaisesti kiinnitettävä huomiota sellaisten sähkönkäyttöpaikkojen sähkösaannin varmistamiseen, joihin on sijoittunut yhteiskunnan johtamisen tai turvallisuuden, väestön toimeentulon taikka elinkeinoelämän toimintakyvyn varmistamisen kannalta tärkeitä toimintoja ja palveluita. Kehittämissuunnitelmaan sisältyvien sähköjohtojen sijoittelussa on mahdollisuuksien mukaan hyödynnettävä yhteisiä reittejä viestintäverkkojen sekä vesi- ja viemäriverkkojen kanssa. Kehittämissuunnitelma ja siihen tehtävät muutokset on toimitettava Energiamarkkinavirastolle. Energiamarkkinavirastolla on oikeus vaatia jakeluverkonhaltijaa tekemään muutoksia kehittämissuunnitelmaan, jos on syytä epäillä, että kehittämissuunnitelmaan sisältyvät toimenpiteet eivät johda 9 c §:ssä säädettyjen vaatimusten täyttämiseen tai jos kehittämissuunnitelma ei täytä 2 momentissa säädettyjä vaatimuksia”*. [3]

Ehdotuksessa on myös esitetty luonnos kahdesta uudesta pykälästä jakeluverkkojen puuvarmuuden parantamisesta sekä niiden toteuttamisesta aiheutuvan haitan korvaamisesta. Ehdotuksen tavoitteena on tuoda selvyyttä jakeluverkkojen vierimetsien hoitoon

verkonhaltijan ja metsänomistajan välille, eikä tuoda lisävaatimuksia keskijänniteverkkojen puuvarmuuteen. [3]

Lain 27 § mukaiseen vakiokorvauskäytäntöön asiakkaan verkkopalvelun keskeytmisestä on myös esitetty muutoksia. Ehdotettuina muutoksina pykälään tulisi kaksi uutta vakiokorvausporrasta nykyisten lisäksi. Uusien portaiden myötä maksimivakiokorvaus nousee portaittain 2000 euroon vuoteen 2018 mennessä. *"27 f § Vakiokorvauksen määrä on sähkönkäyttäjän vuotuisesta verkkopalvelumaksusta:*

- 1) 10 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 12 tuntia mutta vähemmän kuin 24 tuntia;*
- 2) 25 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 24 tuntia mutta vähemmän kuin 72 tuntia;*
- 3) 50 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 72 tuntia mutta vähemmän kuin 120 tuntia;*
- 4) 100 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 120 tuntia mutta vähemmän kuin 192 tuntia;*
- 5) 150 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 192 tuntia mutta vähemmän kuin 288 tuntia;*
- 6) 200 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 288 tuntia.*

Vakiokorvauksen enimmäismäärä verkkopalvelun keskeytymisen johdosta on kuitenkin 2000 euroa sähkönkäyttäjää kohti. Vakiokorvauksen enimmäismäärää voidaan tarkistaa valtioneuvoston asetuksella rahanarvon muutosta vastaavasti. Verkkopalvelun keskeytymisen johdosta maksettavan vakiokorvauksen enimmäismäärä on 1 000 euroa, jos vakiokorvauksen perustana oleva keskeytys on alkanut ennen 1. tammikuuta 2016 ja 1500 euroa, jos vakiokorvauksen perustana oleva keskeytys on alkanut ennen 1. tammikuuta 2018." [3]

Edellä esitetyt muutokset kehittämisvelvollisuuteen selkeyttävät kehittämisvelvollisuuden määritelmää ja tuovat vaatimuksia yksittäisen asiakkaan sähkön toimitusvarmuuteen. Nämä muutokset selkeyttävät viranomaisen kehittämisvelvollisuuden valvontaa ja tuovat uusia välineitä kehittämisvelvollisuuden toteutumisen arvioimiseksi.

2.2 Sähkömarkkinalain valvonta, pakkokeinot ja seuraamukset

Sähkömarkkinalain 38 §:ssä EMV velvoitetaan valvomaan lain noudattamista. Mikäli jokin verkkonhaltija rikkoo tai laiminlyö velvollisuutensa, 39 §:n mukaan EMV:n on velvoitettava verkkonhaltija korjaamaan virheensä tai laiminlyöntinsä. Velvoitepäätöksessä voidaan määrätä, miten virhe tai laiminlyönti tulee korjata sekä tarvittaessa verkkonhaltija määrätään palauttamaan asiakkaalta virheellisesti peritty maksu. EMV voi asettaa velvoitepäätöksensä tehostamiseksi uhkasakon. [2]

TEM:n sähkömarkkinalain muutosehdotuksessa määritellään erikseen kehittämisvelvollisuuden laiminlyönnistä koituvat seuraukset. Sen mukaan kehittämisvelvollisuuden laiminlyönnistä voidaan määrätä seuraamusmaksu, josta EMV tekee esityksen

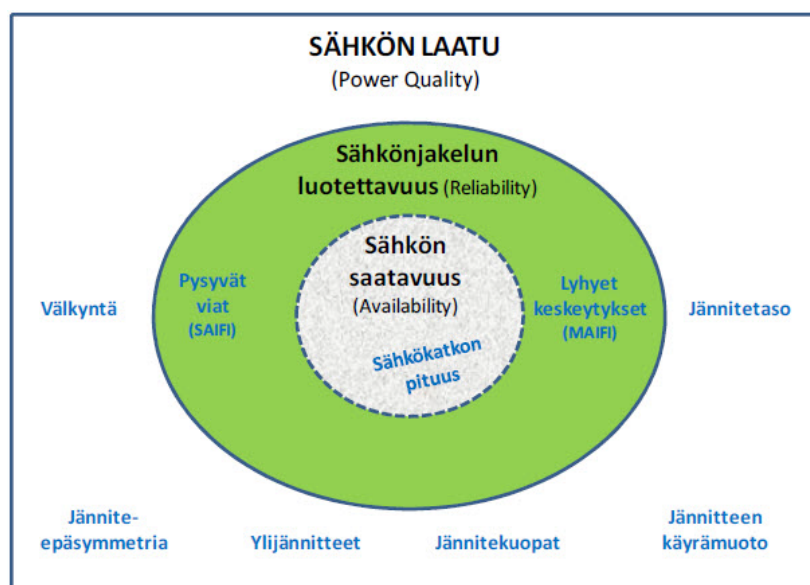
markkinaoikeudelle. Markkinaoikeus viime kädessä päättää seuraamusmaksun määräämisestä. Tilanteessa, jossa jakeluverkonhaltija laiminlyö kehittämissuunnitelmansa toteuttamisen, voi EMV määrätä jakeluverkonhaltijan panemaan kehittämissuunnitelmansa täytäntöön. EMV:n määräyksen laiminlyönnin katsotaan olevan kehittämisvelvollisuuden laiminlyöntiä, ja siitä voidaan siten määrätä seuraamusmaksu. Seuraamusmaksu voidaan määrätä myös tilanteessa, jossa verkonhaltija on jättänyt täyttämättä 9 c §:ssä määrätyn sähkön toimitusvarmuustason jakeluverkossaan tai sen osassa. Yksittäisten asiakkaiden osalta aikarajojen täyttyminen ei johda seuraamusmaksuun, vaan asiakas saisi hyvityksen 27 § määrättyjen vakiokorvauskäytäntöjen mukaan. Äärimmäisissä kehittämisvelvollisuuden laiminlyöntitilanteissa verkonhaltijan sähköverkkolupa voidaan perua sähkömarkkinalain 7 §:n mukaisesti. [3]

3 KEHITTÄMISVELVOLLISUUDEN MÄÄRITTÄMINEN

Sähköverkon kehittämisvelvollisuus on laaja käsite ja se velvoittaa verkonhaltijoita huolehtimaan monipuolisesti koko verkkotoiminnastaan. Hyvälaatuisen sähkön siirto ja jakelu asiakkaille voidaan katsoa olevan eräs tärkeimmistä verkonhaltijan tehtävistä ja siksi sen kehittämistä on syytä valvoa. Sähkön laatua ja etenkin sen toimitusvarmuutta käsitellään tarkemmin luvussa 3.1. Hyvän sähkön laadun lisäksi sähköverkon kehittämisvelvollisuuden toteuttamisessa keskeistä on sähköverkon ylläpito ja siihen liittyvät riittävät verkostoinvestoinnit. Vaikka sähkön toimitusvarmuus olisikin nykyisin kohtuullisella tasolla, voidaan kehittämisvelvollisuutta laiminlyödä verkon ylläpidon osalta, mikä saattaa aiheuttaa merkittäviä toimitusvarmuusongelmia tulevaisuudessa. Verkon ylläpitoa ja korvausinvestointeja käsitellään tarkemmin luvussa 3.2. Tämän työn pohjalta pyritään parantamaan kehittämisvelvollisuuden valvontaa etenkin edellä mainittujen asioiden osalta, sillä ne voidaan katsoa olevan kehittämisvelvollisuuden keskeisimmät asiat ja niitä voidaan myös kohtuullisella työmäärällä valvoa aktiivisesti ja tasapuolisesti. Muita kehittämisvelvollisuuden sisältämiä asioita, kuten asiakaspalvelun laatua ja sähköverkon tulevaisuuden kehittämistä, käsitellään luvussa 3.3.

3.1 Sähkön laatu

Sähkön laadulla ja etenkin siihen sisältyvällä sähkön toimitusvarmuudella asiakkaille on tärkeä merkitys kehittämisvelvollisuuden toteutumiselle. Sähkön laadun laajaa käsitettä on pyritty selventämään kuvassa 3.1, joka perustuu Lappeenrannan (LTY) ja Tampereen teknillisten yliopistojen (TTY) tekemän ”Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot”-selvityksen mukaiseen sähkön laadun jaotteluun. [7]



Kuva 3.1. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot- selvityksen mukainen sähkön laadun jaottelu. [7]

Kuvan 3.1 mukaisesti sähkön laatuun katsotaan kuuluvan olennaisesti sähkönjakelukeskeytysten määrien ja pituuksien määrittelemä sähkönjakelun luotettavuus eli sähköverkon toimitusvarmuus, jota EMV valvoo sekä verkonhaltijoilta kerättävien tunnuslukujen että yksittäisten sähkön laatuvalitusten kautta. Tarkemmin sähkön toimitusvarmuudesta kerrotaan luvussa 3.1.1. Sähköverkon toimitusvarmuuden lisäksi sähkön laatuun voidaan katsoa kuuluvan verkon jännitteen laatu, johon kuvan 3.1 mukaisesti kuuluu muun muassa jännitetaso, jännitekuopat ja ylijännitteet.

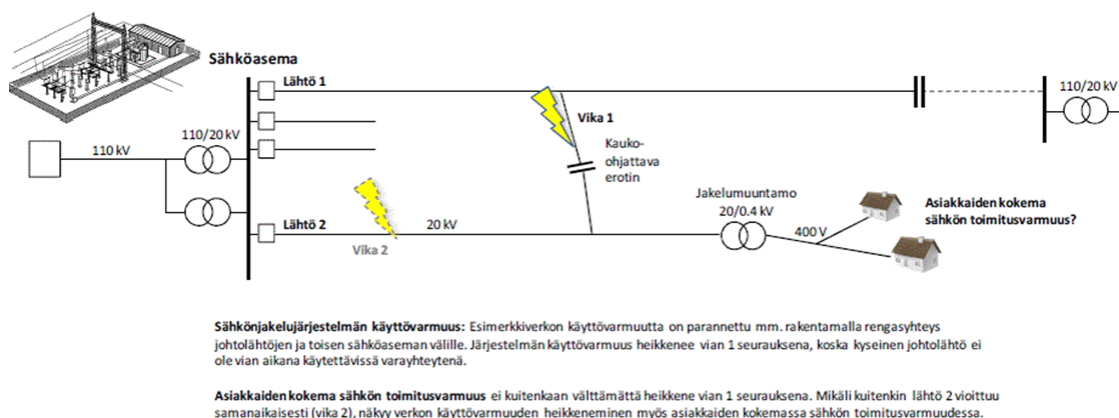
Sähkömarkkina-alueissa määritellään, että verkonhaltijan tulee turvata osaltaan riittävän hyvälaatuisen sähkön saanti asiakkaille. Riittävän hyväksi sähkön laaduksi nykyisin määritellään laatustandardin SFS-EN 50160 mukainen sähkön laatu [6]. Standardissa esitetään jännitteen pääominaisuudet ja niiden sallitut vaihteluvälit sähkönkäyttäjän liittämiskohdassa yleisissä pien- ja keskijännitteisissä sähkönjakeluverkoissa normaaleissa käyttöolosuhteissa. Tämä standardi määrittelee jännitteen laadun ominaisuuksille kuten verkkotaajuudelle, jännitetasolle, välkynnälle, harmonisille yliaaltojännitteille rajat ja arvot, joiden sisällä asiakas voi olettaa liittämiskohdan jännitteen ominaisuuksien pysyvän. Standardia ei sovelleta epänormaaleissa käyttöolosuhteissa kuten vian jälkeisissä tilanteissa ja tapauksissa, joissa asiakkaan asennukset tai laitteet eivät täytä voimassa olevia standardeja. [8]

Standardissa määriteltyä jännitteen laatua sähköverkossa on kuitenkin hyvin haastavaa valvoa, eikä EMV kerää tähän liittyen tunnuslukuja. Jännitteen laatua koskevat ongelmat hoidetaan tapauskohtaisesti niistä tulleiden asiakasvalitusten ja selvityspyyntöjen perusteella. Yksittäisiä sähkönkäyttäjää koskevat sähkön laatuongelmat voidaan tulkita virheiksi sähkömarkkinalain 27 § mukaisesti, jolloin sähkönkäyttäjällä on oikeus hinanalennuksen tahi vahingonkorvaukseen. Suurimittaisemmat ongelmat verkon sähkönlaadussa tulkitaan kehittämisvelvollisuuden rikkomiseksi. Ääritilanteena suurimittaisista ongelmista ovat verkon suurihäiriöt. Verkon suurihäiriökestävyys sekä verkonhal-

tijan toiminta suurhäiriössä liittyvät olennaisesti kehittämisvelvollisuuden toteutumiseen. Näitä käsitellään luvussa 3.1.3.

3.1.1 Sähköverkon toimitusvarmuus

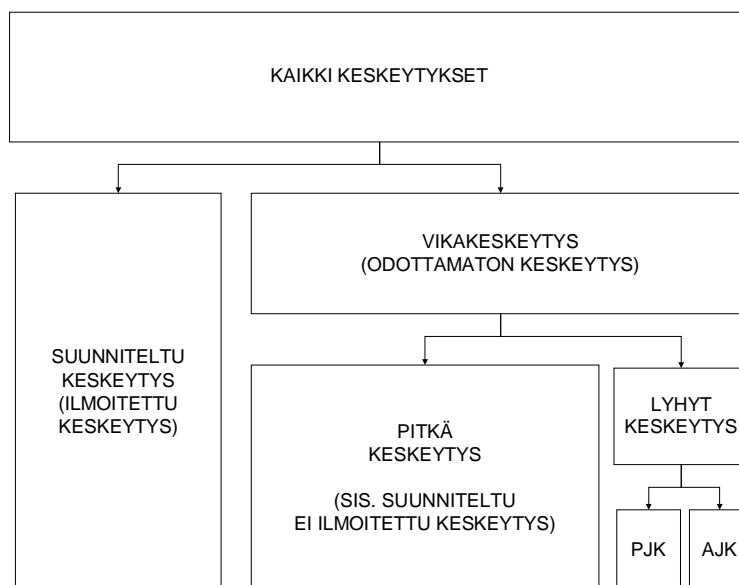
Sähköverkon toimitusvarmuus on olennainen osa sähkön laatua ja siksi myös tärkeä osa sähköverkon kehittämisvelvollisuutta. Sähköverkon käyttövarmuus sekä sähköverkon luotettavuus yhdessä muodostavat sähkönjakelun luotettavuuden eli sähköverkon toimitusvarmuuden. Yhdessä ne tarkoittavat verkon kykyä toimittaa sähköä asiakkaille. Sähköverkon toimitusvarmuuden muodostumista on havainnollistettu kuvassa 3.2.



Kuva 3.2. Verkon käyttövarmuus ja luotettavuus sekä sähköverkon toimitusvarmuus.[7]

Kuvan 3.2 mukaisesti sähköverkon käyttövarmuus tarkoittaa sitä, että vian sattuessa sähköverkko pystyy toipumaan tai rajaamaan vian mahdollisimman pieneksi mahdollisimman nopeasti. Vastaavasti sähköverkon luotettavuus tarkoittaa todennäköisyyttä, jolla verkko säilyy toimintakuntoisena eli karkeasti ajateltuna sillä tarkoitetaan verkon vikataajuutta.

Sähkön laatustandardi SFS-EN 50160 määrittelee keskeytysluokittelun kuvan 3.3 mukaisesti, jossa keskeytykset luokitellaan vikakeskeytyksiin ja suunniteltuihin keskeytyksiin. Suunnitelluiksi keskeytyksiksi lasketaan tilanteet, joissa keskeytyksestä on ilmoitettu asiakkaille etukäteen. Muut keskeytykset lasketaan vikakeskeytyksiksi. Vikakeskeytykset jaetaan edelleen lyhyihin ja pitkiin keskeytyksiin. Standardissa rajaksi määritellään kolme minuuttia, jota lyhyemmät keskeytykset luokitellaan lyhyisiin keskeytyksiin. Käytännössä lyhyet keskeytykset muodostuvat aika- ja pikajälleenkytkennöistä.



Kuva 3.3. Keskeytysluokittelu. [9]

Sähkön laatustandardi SFS-EN 50160 määrittelee sähköverkon toimitusvarmuuden lyhyiden alle kolmen minuutin ja pitkien yli kolmen minuutin keskeytysten osalta antamalla keskeytysten määrille indikaatiiviset arvot. Lyhyistä keskeytyksistä standardi määrittelee: ”Normaaleissa käyttöolosuhteissa lyhyiden keskeytysten esiintymismäärä vaihtelee vuosittain muutamasta kymmenestä useisiin satoihin. Lyhyistä keskeytyksistä noin 70 % voi olla kestoltaan alle yhden sekunnin”. Vastaavasti pitkien keskeytysten indikaatiiviseksi arvoiksi määritellään: ”Normaaleissa käyttöolosuhteissa pitkien keskeytysten määrä vuodessa voi olla alle 10 tai jopa 50 alueesta riippuen”. Standardin mukaan nämä ovat arvot, joiden sisällä koko jakeluverkon sähkön laadun tulisi olla, eikä se siis kuvaa jakeluverkon keskimääräistä tilannetta. [8]

Sähkön siirron ja jakelun keskimääräistä toimitusvarmuutta arvioidaan usein erilaisten toimitusvarmuusindeksien avulla. Yleisimmin käytössä olevat verkon luotettavuusindeksit ovat IEEE 1366-2001 standardissa määritellyt [10]:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)
- CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index)
- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)
- MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index)

SAIFI määrittelee kaikkien asiakkaiden keskimääräisen keskeytystiheyden, joka yleensä lasketaan kalenterivuoden aikana tapahtuneiden keskeytysten lukumäärästä. CAIFI taas kertoo keskeytyksiä kärsineiden asiakkaiden keskimääräisen keskeytystiheyden. SAIDI on asiakkaan kokemien keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto-aika vuodessa. CAIDI on keskeytysten keskipituus vuodessa eli SAIDI jaettuna SAIFI:lla. MAIFI kertoo lyhyiden eli alle kolmen minuutin keskeytysten keskimääräisen lukumäärän asiakkaalla vuodessa. Näistä keskeytysluvuista etenkin SAIDI ja CAIDI

mittaavat sähköverkon käyttövarmuutta, sillä hyvä käyttövarmuus eli vian nopea rajoittaminen ja sähköjen nopea palauttaminen lyhentää keskimääräisiä keskeytysaikoja. Vastaavasti SAIFI, CAIFI ja MAIFI mittaavat erityisesti sähköverkon luotettavuutta, sillä ne kertovat keskimääräisen keskeytysmäärän asiakkaille eli kuvaavat lähinnä verkon vikataajuutta. Yhdessä näistä luvuista voidaan päätellä verkon keskimääräinen sähköverkon toimitusvarmuus. Ongelmana keskimääräisissä lukemissa on se, että ne eivät kerro asiakkaiden todellisesta sähkön toimitusvarmuudesta, vaan verkon alueella voi olla hyvin erilaisia toimitusvarmuusalueita, joista muodostuvat keskimääräiset luotettavuusindeksit eivät kerro riittävän hyvin verkon todellista tilannetta. [7]

EMV:n nykyisin keräämät tunnusluvut poikkeavat hieman IEEE:n määrittelemistä toimitusvarmuusindekseistä, sillä teknisistä syistä asiakaskohtaisia keskeytystilastoja ei ole saatavilla, vaan keskeytystiedot perustuvat muuntopiirikohtaisiin keskeytystietoihin. Tällöin pienjänniteverkon keskeytyksiä ei oteta huomioon EMV:n keräämissä keskeytystilastoissa ja tunnusluvut ovat muotoa [11]

$$T - SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{m} \quad (1)$$

$$T - SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^x m_{ij} \cdot h_{ij}}{m} \quad (2)$$

missä	T-SAIFI	(Transformer System Average Interruption Frequency Index) muuntopiirien kokema keskimääräinen keskeytysmäärä
	T-SAIDI	(Transformer System Average Interruption Duration Index) muuntopiirien kokema keskimääräinen keskeytysten kesto aika
	m_i	Niiden muuntopiirien lukumäärä, joihin keskeytys i vaikuttaa, kpl
	m	Muuntopiirien ja keskijänniteverkon loppukäyttäjien lukumäärä
	$m_{i,j}$	Keskeytysajan $h_{i,j}$ vaikutusalueella olevien muuntopiirien lukumäärä, kpl
	$h_{i,j}$	Keskeytyksen kesto aika muuntopiireillä tai keskijänniteverkon loppukäyttäjällä
	n	Keskeytysten lukumäärä
	x	Kunkin keskeytyksen yhteydessä esiintyvät erilaiset keskeytysajat

EMV:n keräämillä T-SAIFI ja T-SAIDI luvuilla tarkoitetaan yli 1 kV, mutta alle 70 kV keskijänniteverkossa tapahtuneiden jakelukeskeytysten keskimääräistä lukumäärää ja keskeytysaika aikaljälleenkytkennät mukaan lukien kalenterivuoden aikana. Tunnuslukuja laskettaessa tarkastelu tehdään muuntopiiri- ja keskijänniteverkon loppukäyttäjien tasolla. T-SAIFI kertoo kuinka usein muuntopiiri tai keskijänniteverkon loppukäyttä-

jä on keskimäärin vuodessa ollut ilman sähköä jakamalla vioissa keskeytyksiä kärsineiden muuntopiirien ja keskijänniteverkon loppukäyttäjien määrän koko verkon kaikkien muuntopiirien ja keskijänniteverkon loppukäyttäjien lukumäärällä. T-SAIDI kertoo vastaavasti muuntopiirien ja keskijänniteverkon loppukäyttäjien keskimääräisen vikojen kestoajan ja se lasketaan vastaavasti jakamalla muuntopiirien ja loppukäyttäjien vikojen kesto aika muuntopiirien ja loppukäyttäjien lukumäärällä.

T-CAIDI eli muuntopiirin keskimääräinen vuotuinen keskeytysaika voidaan laskea jakamalla T-SAIDI T-SAIFI:lla seuraavasti

$$T - CAIDI = \frac{T-SAIDI}{T-SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^n mh_i}{\sum_{i=1}^n m_i} \quad (3)$$

missä	T-CAIDI	(Transformer Customer Average Interruption Duration Index) muuntopiirin keskimääräinen keskeytysaika
	mh_i	Keskeytyksen i vaikutusalueella olleiden muuntopiirien yhteenlaskettu keskeytysaika
	m_i	Niiden muuntopiirien lukumäärä, joihin keskeytys i vaikuttaa, kpl

Muuntopiirikohtaiset tunnusluvut eivät kuitenkaan ole kovin hyödyllisiä sähköverkon toimitusvarmuuden arvioinnissa, sillä tällä tavoin laskettuna kaikki muuntopiirit ovat tasa-arvoisia eli jokaisen muuntopiirin keskeytykset ovat yhtä merkittäviä, vaikka muuntopiirien energia- ja käyttöpaikkamäärä saattavat vaihdella huomattavasti. Tästä syystä EMV kerää myös vuosienenergioilla painotettuja keskeytyslukuja, joissa suuremmilla muuntopiireillä on suurempi merkitys keskeytyslukuihin.

Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika lasketaan seuraavasti:

$$KA_{odott} = \frac{1}{W_{tot}} \cdot \sum_{l=1}^m \{Wm_l \cdot (\sum_{i=1}^n mh_{i,l})\} \quad (4)$$

missä	KA_{odott}	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika, h/v
	$mh_{i,l}$	Keskeytyksen i muuntopiiriin tai keskijänniteverkon loppukäyttäjään l aiheuttama keskeytysaika, h
	n	Keskeytysten lukumäärä, kpl
	m	Muuntopiirien ja keskijänniteverkon loppukäyttäjien lukumäärä, kpl
	Wm_l	Muuntopiiriin tai keskijänniteverkon loppukäyttäjän l vuosienenergia, MWh
	W_{tot}	Keskijänniteverkon loppukäyttäjien sekä kaikkien muuntopiirien vuosienenergioiden summa, MWh

Vuosienenergioilla painotettua asiakkaan keskimääräistä keskeytysaikaa laskettaessa muuntopiirien keskeytysajat kerrotaan vastaavien muuntopiirien vuosienenergioilla. Vuosienenergioilla painotetut keskeytysajat lasketaan yhteen ja jaetaan keskijänniteverkon loppukäyttäjien ja muuntopiirien vuosienenergioiden summalla eli koko verkosta luovutetulla energialla, jolloin saadaan paremmin keskimääräisen asiakkaan keskeytysajan keskiarvoa vastaava lukema kuin T-SAIDI.

Vastaavasti asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä lasketaan

$$KM_{odott} = \frac{1}{W_{tot}} \cdot \sum_{l=1}^m (Wm_l \cdot k_l) \quad (5)$$

missä	KM_{odott}	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä, kpl/v
	k_l	Muuntopiirin tai keskijänniteverkon loppukäyttäjän l vuotuinen keskeytysten lukumäärä, kpl
	m	Muuntopiirien ja keskijänniteverkon loppukäyttäjien lukumäärä, kpl
	Wm_l	Muuntopiirin tai keskijänniteverkon loppukäyttäjän l vuosienenergia, MWh
	W_{tot}	Keskijänniteverkon loppukäyttäjien sekä kaikkien muuntopiirien vuosienenergioiden summa, MWh

Vuosienenergioilla painotettua asiakkaan keskimääräistä keskeytysmäärää laskettaessa muuntopiirien ja keskijänniteverkon loppukäyttäjien vuotuinen keskeytysmäärä kerrotaan niitä vastaavilla vuotuisilla energiamäärillä. Vuosienenergioilla painotetut keskeytysmäärät lasketaan yhteen ja jaetaan keskijänniteverkosta luovutetulla vuosienenergialla, jolloin saadaan vuotuista keskeytysmäärää kuvaava lukema kuin T-SAIFI. Pysyvään vikaan liittyvät jälleenkytkennät ja kokeilukytkennät sekä palautuskytkennät lasketaan yhdeksi keskeytykseksi, jonka keskeytysaika on ko. tapahtumien aikaisten keskeytysaikojen summa ja kokonaiskeskeytysmäärä on yksi.

Edellä mainittujen 4 ja 5 kaavojen mukaisten keskeytyslukujen lisäksi EMV kerää vastaavia lukemia myös suunnitelluista keskeytyksistä. Muita vuosienenergioilla painotettuja keskeytyslukuja ovat pika- ja aikajälleenkytkennöistä keskimäärin asiakkaalle aiheutunut keskeytysmäärä. Asiakkaan vuotuinen aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä lasketaan seuraavasti:

$$k_{AJK} = \frac{1}{W_{tot}} \cdot \{\sum_{l=1}^m [Wm_l \cdot k_l]\} \quad (6)$$

missä	k_{AJK}	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä, kpl
	k_l	Muuntopiirin tai keskijänniteverkon loppukäyttäjän 1 vuotuinen aikajälleenkytkentöjen lukumäärä, kpl
	m	Muuntopiirien ja keskijänniteverkon loppukäyttäjien lukumäärä, kpl
	W_{m_l}	Muuntopiirin tai keskijänniteverkon loppukäyttäjän l vuosienergia, MWh
	W_{tot}	Keskijänniteverkon loppukäyttäjien sekä kaikkien muuntopiirien vuosienergioiden summa, MWh

Kaavan 6 mukaisesti voidaan laskea myös asiakkaan keskimääräinen pikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä. Jälleenkytkentöjen keskeytyslukuja laskettaessa otetaan huomioon vain onnistuneet jälleenkytkennät. Pikajälleenkytkennän jälkeen poistunut vika lasketaan pikajälleenkytkennäksi. Vastaavasti pikajälleenkytkennän jälkeisen aikajälleenkytkennän aikana poistunut vika lasketaan yhdeksi aikajälleenkytkennäksi. Pysyvään vikaan liittyviä epäonnistuneita pika- ja aikajälleenkytkentöjä ei oteta huomioon jälleenkytkentöjen määrää laskettaessa.

Energiapainotettuja lukujakin laskettaessa tarkastelu suoritetaan keskijänniteverkon tasolla, eli keskeytyslukumäärään eivät sisälly 0,4-1 kV pienjännitejakeluverkon keskeytykset eivätkä yli 70 kV verkon keskeytyksistä aiheutuneet keskeytykset. Edellä mainittuja EMV:n keräämiä energiapainotettuja keskeytyslukuja käytetään verkonhaltijoille keskeytyksistä aiheutuneen haitan (KAH) arvioinnissa, josta kerrotaan tarkemmin luvussa 3.1.2.

Alueverkoista ja kantaverkosta kerättävät tunnusluvut poikkeavat huomattavasti jakeluverkon tunnusluvuista keskeytystilastoinnin osalta. Alue- ja kantaverkoissa käytettäviä sähköverkon toimitusvarmuusmittareita ovat: häiriöiden lukumäärä jännitetasoittain, häiriökeskeytysten lukumäärä ja keskeytysaika liityntäpistettä kohden jännitetasoittain, suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut keskeytysmäärä ja keskeytysaika liityntäpistettä kohden jännitetasoittain sekä keskeytysten seurauksena siirtämättä jäänyt energia. Alue- ja kantaverkoissa tapahtuneet keskeytykset jaotellaan jännitetasoittain seuraavasti: 110 kV ja pienemmät, 220 kV sekä 400 kV. Keskeytykset jaotellaan edelleen myös omasta verkosta ja muista syistä aiheutuneisiin keskeytyksiin.

EMV:n lisäksi myös verkonhaltijoiden etujärjestö Energiateollisuus (ET) seuraa jäsenverkonhaltijoidensa keskeytyslukemia. LTY:n ja TTY:n tekemän ”Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot”-selvityksen pohjalta ET loi jäsenverkonhaltijoitaan koskevan toimitusvarmuuskriteeristön, jonka mukaiset rajat verkonhaltijoiden on ohjeistettu täyttää vuoteen 2030 mennessä. Toimitusvarmuuskriteeristössä kaupunki-, taajama- ja maaseutualueille on määriteltä kokonaiskeskeytysajat ja lyhyiden keskeytysten maksimirajat, jotka eivät saa ylittyä asiakkailta useammin kuin kerran kolmessa vuodessa.

Keskeytystilastot vaihtelevat paljon vuosittain sääoloista riippuen ja etenkin suurhäiriötä aiheuttavat sään ääri-ilmiöt vaikuttavat voimakkaasti keskeytystilastojen tasaisuuteen, koska kaikki verkot eivät vielä ole säävarmoja. Keskeytystilastoja tulee siis kehittämisvelvollisuuden näkökulmasta tarkastella pitkällä aikavälillä, jolloin parantunut sähköverkon toimitusvarmuus pitäisi näkyä keskeytystilastojen laskevana trendinä. [11]

3.1.2 Keskeytyksistä aiheutunut haitta

Keskeytyksistä aiheutuneen haitan laskennassa erityyppiset keskeytykset ja keskeytysten kestoajat arvioidaan eriarvoisina taulukon 3.1 mukaisesti. Hinnat perustuvat LTY:n ja TTY:n vuonna 2007 tekemään selvitykseen, mikä taas pohjautuu Teknillisen korkeakoulun (TKK) ja TTY:n vuonna 2005 tekemään selvitykseen sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuvasta haitasta [12, 37]. Selvityksissä keskeytyksestä aiheutuvan haitan arvo on määritelty useille eri asiakastyypeille, joista asiakasryhmien kokoja painottamalla on laskettu kaikille asiakasryhmille yhteiset taulukon 3.1 mukaiset hinnat.

Taulukko 3.1. Keskeytystyyppien hinnat keskeytyksistä aiheutuneen haitan arvioinnissa vuoden 2005 rahanarvossa. [13]

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		Aikajälleenytkentä	Pikajälleenytkentä
$h_{E,odott}$	$h_{W,odott}$	$h_{E,suun}$	$h_{W,suun}$	h_{AJK}	h_{PJK}
€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW	€/kW
11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55

Keskeytyksistä aiheutunut haitta lasketaan kertomalla taulukon 3.1 mukaiset hinnat verkonhaltijan EMV:lle ilmoittamilla energiapainotetuilla keskeytyslukemilla ja kertomalla ne asiakkaille siirretyllä keskimääräisellä teholla tai vuosienenergialla luvusta riippuen. Koska käytetyt hinnat on ilmoitettu vuoden 2005 rahanarvossa, on tulos vielä kerrottava vuosien välisen kuluttajahintaindeksin suhteella, että keskeytyksistä aiheutunut haitta saadaan vastaamaan kyseisen vuoden todellista arvoa. Keskeytyksistä aiheutunut haitta lasketaan siis seuraavasti:

$$KAH_{t,n} = \left(\frac{KA_{odott,t} \cdot h_{E,odott} + KM_{odott,t} \cdot h_{W,odott} + KA_{suunn,t} \cdot h_{E,suunn} + KM_{suunn,t} \cdot h_{W,suunn}}{AJK_t \cdot h_{AJK} + PJK_t \cdot h_{PJK}} \right) \cdot \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \cdot \left(\frac{KHI_{k-1}}{KHI_{2004}} \right) \quad (7)$$

missä

$KAH_{t,n}$

Toteutunut laskennallinen sähkötoimituksen keskeytyksistä verkonhaltijan asiakkaille aiheutunut haitta vuonna t, vuoden k rahanarvossa, euroa

$KA_{odott,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergi-oilla painotettu keskeytysaika vuonna t, tuntia
$h_{E,odott}$	Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kWh
$KM_{odott,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergi-oilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
$h_{W,odott}$	Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
$KA_{suunn,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergi-oilla painotettu keskeytysaika vuonna t, tuntia
$h_{E,suunn}$	Suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kWh
$KM_{suunn,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergi-oilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
$h_{W,suunn}$	Suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
AJK_t	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon ai-kajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergi-oilla paino-tettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
h_{AJK}	Aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
PJK_t	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon pi-kajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergi-oilla paino-tettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
h_{PJK}	Pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
W_t	Verkonhaltijan verkosta asiakkaille luovutettu energia-määrä vuonna t, kWh
T_t	Vuoden t tuntien lukumäärä
KHI_{k-1}	Kuluttajahintaindeksi vuonna k-1
KHI_{2004}	Kuluttajahintaindeksi vuonna 2004

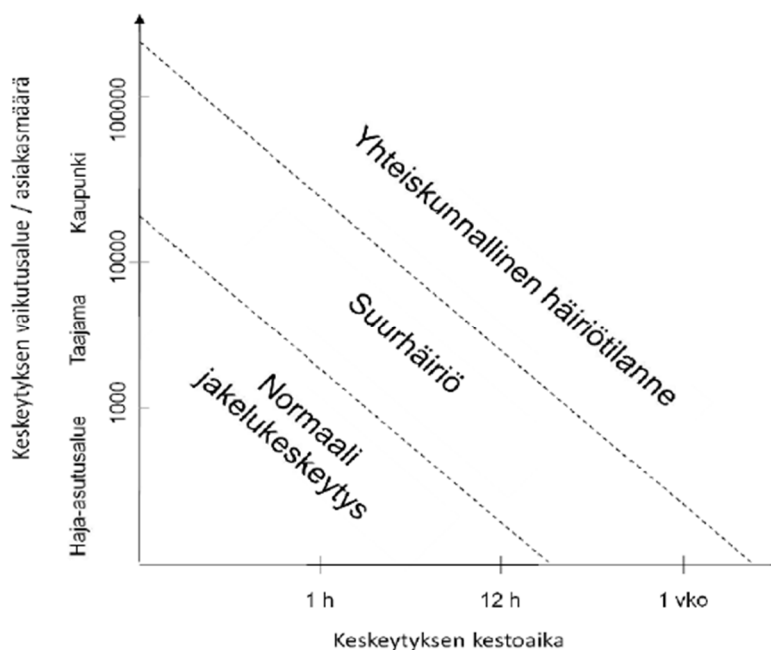
Suurjännitteisen jakeluverkon keskeytyksistä aiheutunutta haittaa laskettaessa ote-taan huomioon vain taulukon 3.1 kolme ensimmäistä termiä eli niille ei lasketa suunni-teltujen keskeytysten määrästä aiheutuvaa haittaa, eikä jälleenkytkennöistä aiheutuvaa haittaa. Jälleenkytkentöjä ei ole aiemmin tilastoitu EMV:lle suurjännitteisestä jakelu-verkosta, mutta 1.1.2013 EMV alkaa kerätä tietoa myös niistä, jolloin jälleenkytkentö-

jen vaikutus tulee huomioitua myös suurjännitteisten jakeluverkkojen KAH:n arvioinnissa. [13]

Keskeytyksistä aiheutunutta haittaa käytetään EMV valvontamenetelmien laatu- ja tehostamiskannustimessa, joista kerrotaan tarkemmin luvuissa 4.1.2 ja 4.1.4. KAH:aa voidaan käyttää myös arvioidessa verkonhaltijan kehittämisvelvollisuuden toteutumista sähkön laadun osalta. Yksittäisenä sähkön laadun mittarina KAH kuvaa hyvin verkonhaltijan toimitusvarmuustasoa, sillä siinä erityyppiset keskeytykset on arvostettu toisiinsa nähden keskeytystyyppin haitan mukaisesti. Samoin KAH:n laskennassa käytetyt energiapainotetut keskeytyslukemat kuvaavat paremmin asiakkaan keskimääräistä sähkön laatua kuin muut EMV:n keräämät keskeytysluvut.

3.1.3 Suurhäiriöt ja toiminta suurhäiriössä

EMV:n Tampereen teknillisellä yliopistolla ja Lappeenrannan teknillisen yliopistolla teettämässä ”Nykyisen valvontamallin arviointi - suurhäiriöriski” – raportissa esitetään suurhäiriöluokitteluksi häiriön yhteiskunnallisia seurauksia. Raportissa suurhäiriötyypit jaotellaan keskeytykset pituuden ja keskeytyksestä kärsivien sähkönkäyttäjien lukumäärän mukaan eritasoisin suurhäiriöihin. Tällöin tavanomaisimpia suurhäiriöitä ovat lyhyet keskeytykset kaupungissa ja taajamissa sekä pitkähköt keskeytykset maaseutuverkoissa. Pidemmät keskeytykset taajamissa luokitellaan jo vakavampiin suurhäiriöihin johtuen mm. päivittäispalveluille aiheutuvista ongelmista taajamien ja ympäröivän haja-asutusalueen asukkaille. Hyvin harvinaiset pitkät keskeytykset kaupungeissa edellyttävät pitkiä keskeytyksiä kaupunkiyhtiöiden siirtoverkoissa tai kantaverkossa, jolloin kyseessä on jo vakava yhteiskunnallinen häiriötilanne. Kuva 3.4 havainnollistaa suurhäiriöiden keston ja vaikutusalan riippuvuutta. Suurhäiriötyyppeihin jaottelu on kuitenkin karkea jaottelu, eikä sitä voi käyttää täsmällisenä määrittelyä. [14]



Kuva 3.4. Suurhäiriöiden jaottelu keskeytyksen keston ja vaikutusalueen mukaan. [14]

Suurhäiriöt ovat äärimmäinen mittari verkonhaltijoiden kehittämisvelvollisuuden toteutumiselle toimitusvarmuuden ja sähkön laadun näkökulmasta. Hyvin verkkoaan hoitavan verkonhaltijan toimitusvarma sähköverkko kokee suurihäiriöt lievempinä kuin verkkonsa kehittämistä laiminlyövä verkonhaltija. On toki muistettava, että suurihäiriötilanteissa sääolot vaihtelevat merkittävästi verkonhaltijoiden välillä, eikä verkonhaltijoiden suurihäiriökestoisuutta yleensä arvioida vertailemalla verkonhaltijoita toisiinsa yksittäisessä suurihäiriössä.

Suurihäiriöiden ehkäisemisen lisäksi myös verkonhaltijan toiminta suurihäiriössä on tärkeä osa verkonhaltijoita koskevaa kehittämisvelvollisuutta suurihäiriöiden osalta. Verkonhaltijan toimintaa suurihäiriössä voidaan arvioida jakeluverkonhaltijan varautumissuunnitelman avulla. TEM:n ehdotuksessa uudeksi sähkömarkkinalaiksi on lisätty kolme uutta pykälää jakeluverkonhaltijan suurihäiriövarautumiseen. Ensimmäisessä pykälässä käsitellään jakeluverkonhaltijan varautumissuunnittelua, minkä mukaan verkonhaltija joutuu tekemään varautumissuunnitelman valmiuslain (1552/2011) mukaisten poikkeusolojen varalle. Tarkempia säännöksiä varautumissuunnitelmaan voidaan antaa valtioneuvoston asetuksella. Toinen pykälä määrittelee jakeluverkon velvollisuuden ohjata asiakkaidensa varautumista, jonka mukaan jakeluverkonhaltijan on toimitettava liittyjälle liittymissopimustarjouksessa tiedot jakeluverkon toimitusvarmuuden tasosta ja toimitusvarmuuteen vaikuttavista suunnitelmista liittymispisteessä. Tämän lisäksi jakeluverkonhaltijan on toimitettava kahden vuoden välein varautumisohjeita sähkönsiirron ja – jakelun häiriöihin. Verkonhaltija velvoitetaan myös yhteistoimintaan muiden kriittisten infrastruktuurien haltijoiden kanssa, mitä varten verkonhaltijoilla tulee olla erillinen viestiyhteys. Kolmantena pykälänä määritellään verkonhaltijan yhteistoimintavelvollisuus häiriötilanteissa. Sen mukaan verkonhaltijan on häiriötilanteissa toimittava yhteistyössä muiden verkonhaltijoiden sekä oman alueensa viranomaisten kanssa. Jakeluverkonhaltijoille myös lisättäisiin velvollisuus ilmoittaa asiakkailleen sähköjakeluhäiriön kestosta ja sähköjen palauttamisesta. Ilmoitus tulisi antaa viipymättä ja siinä tulisi ilmoittaa arvio keskeytyksen kestosta ja laajuudesta. [3]

Tähän mennessä varautumissuunnitelma ei ole ollut pakollinen verkonhaltijoille, mutta VTT:n vuonna 2011 tekemässä Sähköhuollon suurihäiriöiden riskianalyysin kyselyn mukaan noin 80 prosentilla jakeluverkonhaltijoista on jo käytössä varautumissuunnitelma suurihäiriön varalle [15]. Tulevaisuudessa varautumissuunnitelmien tarkastamisesta vastaa Huoltovarmuuskeskus (HVK). EMV voi kuitenkin arvioida verkonhaltijoiden toimien riittävyyttä suurihäiriössä varautumissuunnitelmien avulla.

3.2 Sähköverkkojen ylläpito

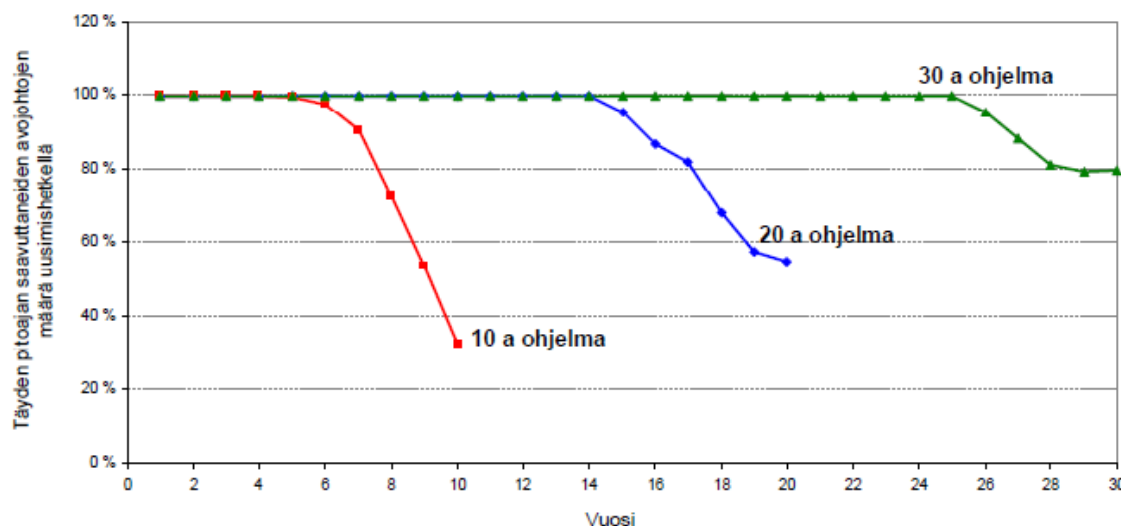
Sähköverkkojen ylläpito on tärkeä osa kehittämisvelvollisuutta. TEM:n ehdotuksessa uudeksi sähkömarkkinalain 9 §:ksi mainitaan, että sähköverkko on ylläpidettävä siten, että sähköverkko täyttää sähköverkon toiminnan laatuvaatimukset ja sähkönsiirron sekä jakelun tekninen laatu on muutoinkin hyvä; sähköverkko ja sähköverkkopalvelut kestä-

vät normaalit odotettavissa olevat ilmastolliset, mekaaniset ja muut häiriöt sekä toimivat mahdollisimman luotettavasti normaaleissa häiriötilanteissa ja valmiuslain (1552/2011) tarkoittamissa poikkeusoloissa.

Kehittämismvelvollisuuden näkökulmasta verkon ylläpito on sähköverkon toimitusvarmuuden ylläpitämistä ja parantamista korvausinvestointien sekä muiden sähköverkon toimitusvarmuutta parantavien investointien avulla. Korvausinvestoinneista kerrotaan tarkemmin luvussa 3.2.2. Sähköverkon toimitusvarmuutta parantavat investoinnit ovat käytännössä, joko sähköverkon käyttövarmuutta tai luotettavuutta parantavia investointeja. Olennaista on, että molempien kaltaisiin investointeihin kannustetaan ja toisaalta valvotaan investointien riittävyyttä, jotta asiakkaiden saaman sähköverkon toimitusvarmuus saadaan mahdollisimman hyvälle tasolle kuitenkin niin, että investoinnit ovat taloudellisesti järkeviä. Esimerkiksi ei ole taloudellisesti järkevää vaatia verkonhaltijoita maakaapeloimaan harvaan asutettuja maaseutuja sähköverkon toimitusvarmuuden parantamiseksi, vaan kannustaa verkonhaltijoita investoimaan kullekin alueelle sopivaan ratkaisuun pääsemiseksi.

3.2.1 Sähköverkon toimitusvarmuuden parantaminen

TEM:n sähkömarkkinalain muutosehdotuksen 9 § c-kohdan mukaan 2027 vuoden loppuun mennessä myrsky tai lumikuorma ei saa aiheuttaa asemakaava-alueella olevalle asiakkaalle yli 6 tunnin, eikä muualla oleville asiakkaille yli 36 tunnin keskeytystä. Tämän vaatimuksen täyttämiseksi verkonhaltijoiden on seuraavan 15 vuoden aikana parannettava merkittävästi sekä sähköverkon käyttövarmuutta että luotettavuutta. Sähköverkon toimitusvarmuuden parantamisessa suuri paine tulee kohdistumaan nykyisten keskijänniteverkon avojohtojen uusimiseen, teiden varteen siirtoon, korvaamiseen maakaapeleilla ja muihin tekniikoihin. Kuvassa 3.5 on esitetty esimerkiverkonhaltijan täyden pitoajan saavuttavien avojohtojen lukumäärää eripituisilla investointiohjelmilla. Kuvan mukaisilla 10 ja 20 vuoden investointiohjelmilla huomattava osa avojohdoista on uusittava ennen pitoajan päättymistä. Tästä voidaan päätellä, että 15 vuoden investointiohjelmalla osa verkosta joudutaan uusimaan ennen pitoajan päättymistä [16], jolloin verkonhaltija ei saa nykyisten valvontamenetelmien mukaan perittyä investoinneilleen täyttä tuottoa. Kyseiset ennenaikaiset investoinnit on siten huomioitava tulevisissa valvontamenetelmissä.



Kuva 3.5. Täyden pitoajan saavuttaneet avojohdot eripituisilla investointiohjelmilla. [16]

Sähköverkon käyttövarmuutta parantavilla investoinneilla vika pyritään rajaamaan mahdollisimman pienelle alueelle ja sähköt pyritään palauttamaan vian jälkeen mahdollisimman nopeasti eli käyttövarmuutta parantavat investoinnit vaikuttavat erityisesti keskeytysaikoja mittaaviin SAIDI ja CAIDI lukemiin. Sähköverkon käyttövarmuutta parantavia investointeja ovat esim. verkostoautomaation lisääminen, rengasyhteyksien ja varasyöttöjen rakentaminen, vian paikannuksen ja rajauksen parantaminen. Sähköverkon käyttövarmuuden parantaminen ei siis välttämättä paranna verkon luotettavuutta, mutta se parantaa kuitenkin sähkön toimitusvarmuutta. EMV:n molemmat kehittämisvelvollisuuden rikkomisesta antamat langettavat päätökset aiheutuivat käyttövarmuuden riittämättömästä toteutuksesta. EMV:n päätöksen 185/429/2003 mukaan Helsingin Energia rikkoi sähkömarkkinalain 9 § mukaista kehittämisvelvollisuutta käyttövarmuuden osalta. Tapauksessa Helsingin Energian verkon suojaus katsottiin toimivan virheellisesti vikatilanteessa, mikä johti Helsingin, Vantaan sekä osien Keravasta ja Siipoosta irtoamiseen Fingridin siirtoverkosta. Päätöksen seurauksena Helsingin Energia joutui parantamaan suojausjärjestelmäänsä [4]. Toisessa tapauksessa EMV:n päätöksen 341/420/2012 mukaan Fortum Sähkönsiirto Oy laiminlöi kehittämisvelvollisuuttaan käyttövarmuuden osalta jättämällä tietoisesti tekemättä tarvittavia kunnossapitotoimenpiteitä 110 kV linjoihin. Samalla 110 kV vikatilanteisiin varautuminen oli ollut puutteellista. Ongelmat johtivat huomattavan pitkiin sähkökatkoksiin tuhansille asiakkaille sekä muille verkonhaltijoille. [5]

Sähköverkon luotettavuutta parantavilla investoinneilla verkko on tarkoitus säilyttää toimintakuntoisena. Käytännössä luotettavuutta parantavat investoinnit pienentävät verkon vikataajuutta eli CAIFI ja SAIFI tunnuslukuja, mutta luonnollisesti luotettavuuden parantaminen vaikuttaa myös muihin tunnuslukuihin, sillä vähentynyt vikamäärä lyhentää myös vikojen vuosittaista kestoaikaa. Käytännön keinoja sähköverkon luotettavuuden parantamiseksi ovat esimerkiksi ilmajohtojen vaihtaminen maakaapeleiksi, avojohdosten vaihtaminen päällystetyiksi johdoiksi, ilmajohtojen siirtäminen metsistä teiden

varsiin, pylväiden uusiminen, eläinsuojien asentaminen sekä johtokatuja raivaaminen puuvarmoiksi. Sähköverkon luotettavuutta parantavat toimenpiteet parantavat jossain määrin myös sähköverkon käyttövarmuutta, koska hyväkuntoisessa verkossa vikojen kesto ja korjausaika ovat lyhyemmät. Parantunut sähköverkon luotettavuus lisää sähkön toimitusvarmuutta asiakkaille vähentämällä vikojen määrää ja pienentämällä myrskyjen aiheuttamien suurhäiriöiden vaikutuksia.

Ihanteellisessa tilanteessa tehdään sekä verkon käyttövarmuutta että luotettavuutta parantavia investointeja, jolloin saadaan hyväkuntoinen verkko, joka kestää normaalit sääilmiöt, reagoi tehokkaasti häiriötilanteisiin eikä ole altis laajoille keskeytyksille. Taulukossa 3.2 on esitetty Lappeenrannan teknillisen yliopiston ja Tampereen teknillisen yliopiston arvioita eri sähköverkon toimitusvarmuutta parantavien verkostoinvestointien vaikutuksesta verkon käyttövarmuuteen sekä luotettavuuteen. [7]

Taulukko 3.2. Sähköverkon toimitusvarmuuden parantamiskeinoja (++ tilanne paranee merkittävästi, + tilanne paranee hieman, - vähäinen vaikutus tai ei vaikutusta) [7]

	Pysyvien vikojen määrä		Pysyvien vikojen kesto	Työ-keskeytykset	Jälleen-kytkentöjen määrä
	Absoluuttisesti	kpl/as			
Kevyet sähköasemat	-	++			++
Kevyt 110 kV johto	-	++			
Kaapelointi (kj- ja pj-verkot)	++	++			++
PAS-johdot	+	+	-	-	+
Tienvarteen rakentaminen	+	+	+	-	+
1000 V sähkönjakelu	+	++	-	-	++
Pylväskatkaisijat	-	++	-	-	++
Kauko-ohjattavat erottimet	-	-	++		+
Varayhteydet	-	-	++	++	-
Valvomoautomaatio	-	-	++	+	
Maasulkuvirtojen sammutus	-	-	-		++
Varavoima	-	-	+	++	-
Yhteistyö	+	+	+		-

3.2.2 Korvausinvestoinnit

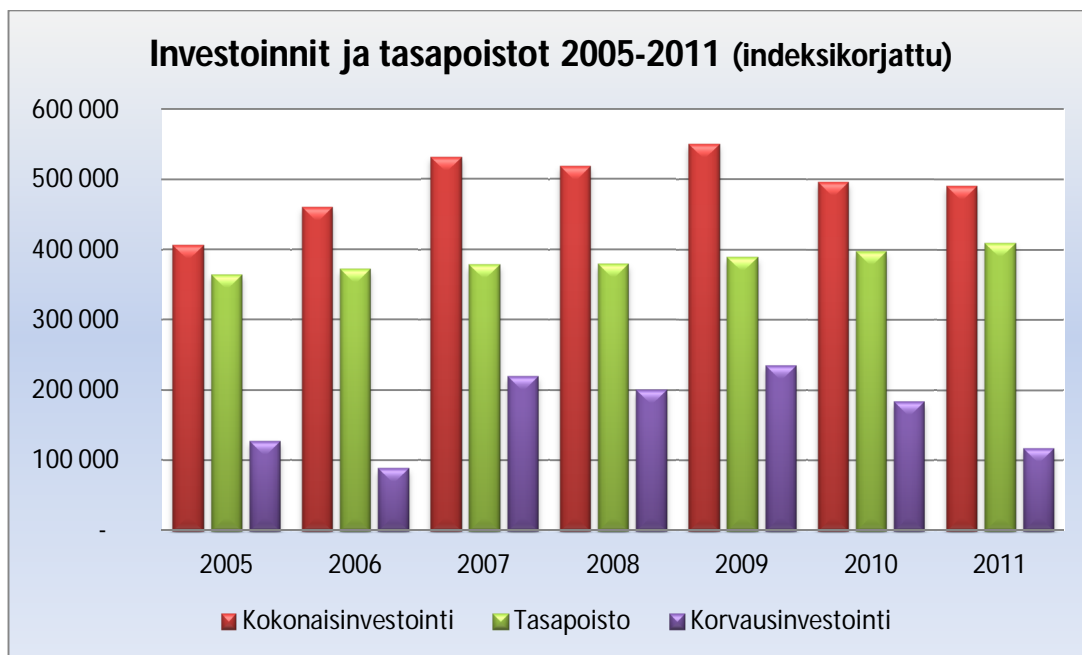
Sähköverkon ylläpidon tasoa kuvaa verkkoon tehdyt korvausinvestoinnit, jotka kertovat kuinka paljon olemassa olevaa verkkoa uusitaan. EMV:n vahvistuspäätöksissä 732–831/430/2011 ja määräyksessä sähköverkkotoiminnan tunnusluvuista ja niiden julkaisemisesta 963/002/2011 mainitaan, että korvausinvestointien riittävän tason varmistamiseksi EMV seuraa verkonhaltijoiden investointimääriä [17,11]. Tämä edellyttää sähköverkon investointien jaottelua joko laajennusinvestointeihin tai korvausinvestointeihin. Tiedot ilmoitetaan EMV:n valvontatietojärjestelmän verkon rakennetiedoissa määritellyn komponenttikohittaisen jaottelun mukaisesti. Verkonhaltijan kirjanpidon taseen mukaiset investoinnit ilmoitetaan EMV:n valvontatietojärjestelmän taloudellisten tunnus-

lukujen mukaisen karkeamman komponenttiryhmäkohtaisen ryhmittelyn mukaisesti. EMV määrittelee investointien jaottelun 19.12.2012 julkaistussa ohjeessa 1184/402/2012 seuraavasti [18]:

Laajennusinvestoinnit kuuluvat sähköverkonhaltijan sähkömarkkinalain mukaisen liittämisvelvollisuuden piiriin ja ne on tarkoitettu rahoitettavaksi liittymismaksuilla. Laajennusinvestointien tarkoituksena on liittää uudet liittymät sähköverkkoon. Laajennusinvestoinneiksi katsotaan kokonaan uusien sähköverkon osien rakentaminen niiltä osin kuin ne palvelevat uusia sähköverkon liittymiä. Käytännössä laajennusinvestoinneiksi katsotaan esimerkiksi sähkön jakeluverkossa muuntamolta lähtevät, uusia sähköverkon liittymiä palvelevat, verkonhaltijan omistamat liittymäjohtot. Sen sijaan samassa yhteydessä taas kapasiteetin kasvun seurauksena vaihdettu muuntaja katsotaan korvausinvestoinniksi, koska se palvelee myös muita sähköverkon asiakkaita. Samaa logiikkaa noudatetaan kaikkien sähköverkon komponenttien osalta.

Korvausinvestoinnit kuuluvat sähköverkonhaltijan sähkömarkkinalain mukaisten siirtovelvollisuuden ja kehittämisvelvollisuuden piiriin ja ne on tarkoitettu rahoitettavaksi verkkopalvelumaksuilla. Korvausinvestointien tarkoituksena on ylläpitää ja kehittää sähköverkkoa. Korvausinvestoinneiksi katsotaan investoinnit, jotka korvaavat vanhoja sähköverkon komponentteja tai jotka parantavat sähköverkon toimintaa. Korvausinvestoinnin perusteena voi olla sähköverkon komponentin käyttöiän päätyminen, sähköverkon kapasiteetin muutostarve, sähköverkon toimitusvarmuuden parantaminen, sähköverkon sähköturvallisuuden parantaminen tai sähköverkon energiatehokkuuden parantaminen.

Kuvassa 3.6 on esitetty vuosien 2005–2011 investoinnit, tasapoistot, sekä lasketut korvausinvestoinnit. Vuosien 2005–2010 korvausinvestoinnit on laskettu kokonaisinvestointien ja verkonarvon kasvun erotuksena eli kokonaisinvestoinneista on vähennetty laajennusinvestoinnit. Tällainen korvausinvestoinnin määrittely aliarvioi hieman korvausinvestointien todellista määrää. Esimerkiksi avojohdon vaihtaminen maakaapeliin nostaa verkon arvoa komponenttien hintaeron verran, jolloin erotus merkitään laajennusinvestointeihin, vaikka investointi todellisuudessa olisi ollut korvausinvestointi. Vuoden 2011 korvausinvestoinnit on laskettu EMV:lle rakennetiedoissa ilmoitetuista korvausinvestointimääristä, joiden tulkinta on ollut verkonhaltijasta riippuvaa. Vuonna 2013 verkonhaltijat alkavat jakaa investointejaan EMV:n ohjeen mukaisesti, mikä nostaa huomattavasti korvausinvestointimääriä EMV:n tilastoissa. Vuodesta 2014 alkaen investointitiedot ilmoitetaan uuden jaottelun mukaisesti verkon rakennetiedoissa EMV:lle. Yhtenäisemmän ja todenmukaisemman korvausinvestointijaottelun pohjalta korvausinvestointeja voidaan seurata ja niiden riittävyyttä arvioida paremmin kehittämisvelvollisuuden näkökulmasta.



Kuva 3.6. Jakeluverkon investoinnit ja tasapoistot vuosina 2005-2011.[19]

Kuvasta 3.6 nähdään, että vuosina 2005–2011 vuotuinen korvausinvestointimäärä verrattuna tasapoiston suuruuteen vaihtelee 24–60 % välillä ollen keskimäärin noin 46 %. Ottaen huomioon, että merkittävä osa vuosien 2007–2011 korvausinvestoinneista koostuu etäluettavien mittareiden vaihdosta, on todellisten muihin verkonosiin tehtyjen korvausinvestointien määrä huolestuttavan alhainen. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että verkko vanhenee nopeammin kuin sitä uusitaan. Tulevaisuudessa korvausinvestointien riittämättömyys johtaa väistämättä valtaviin verkkoinvestointeihin tai sähkön laadun heikkenemiseen ja kehittämisvelvollisuuden rikkomiseen. Aiemmin perustellun epätarkkuuden ja epäluotettavuuden takia vuosien 2005–2012 korvausinvestointitietoja ei liene perusteltua käyttää verkon kehittämisvelvollisuuden arvioinnissa. Sen sijaan vuodesta 2013 eteenpäin korvausinvestoinnit kerätään yhtenäisemmin ja luotettavammin, jolloin investointitietoja voidaan luotettavasti hyödyntää kehittämisvelvollisuuden toteutumisen arvioinnissa.

3.3 Muun sähköverkkotoiminnan kehittäminen

Sähköverkon kehittämisvelvollisuus on laaja määritelmä ja se pitää sisällään muitakin asioita kuin sähkön laatu ja sähköverkon ylläpitoasiat. Sähkömarkkinalain kehittämisvelvollisuuspykälä määrittelee muun muassa, että: *”sähköverkko toimii yhteensopivasti sähköjärjestelmän kanssa ja se voidaan tarvittaessa liittää yhteen toisen sähköverkon kanssa; sähköverkkoon voidaan liittää vaatimukset täyttäviä käyttöpaikkoja ja sähköntuotantolaitoksia; verkonhaltija kykenee muutoinkin täyttämään sille kuuluvat tai tämän lain nojalla asetetut velvollisuudet”*. Esimerkiksi sähköverkon toimintaa muun sähkönsiirtojärjestelmän kanssa on mahdoton arvioida verkkotoiminnasta kerättävillä tunnusluvuilla, joten tämän tyyppisissä tapauksissa kehittämisvelvollisuuden toteutuminen arvioidaan asiasta tulleiden selvityspyyntöjen pohjalta tapauskohtaisesti. Sama pätee myös kohtiin: *”sähköverkko ja sähköverkkopalvelut toimivat mahdollisimman luotettavasti normaaliolojen häiriötilanteissa ja valmiuslain (1552/2011) tarkoittamissa poikkeusoloissa”* ja *”sähköverkko on suunniteltava, rakennettava ja ylläpidettävä siten, että: verkko täyttää sähköverkon toiminnan laatuvaatimukset”*. Tällaisia tapauksia ovat muun muassa verkon ja muun verkkotoiminnan kuten asiakaspalvelun ja viankorjauksen toiminta häiriötapauksissa.

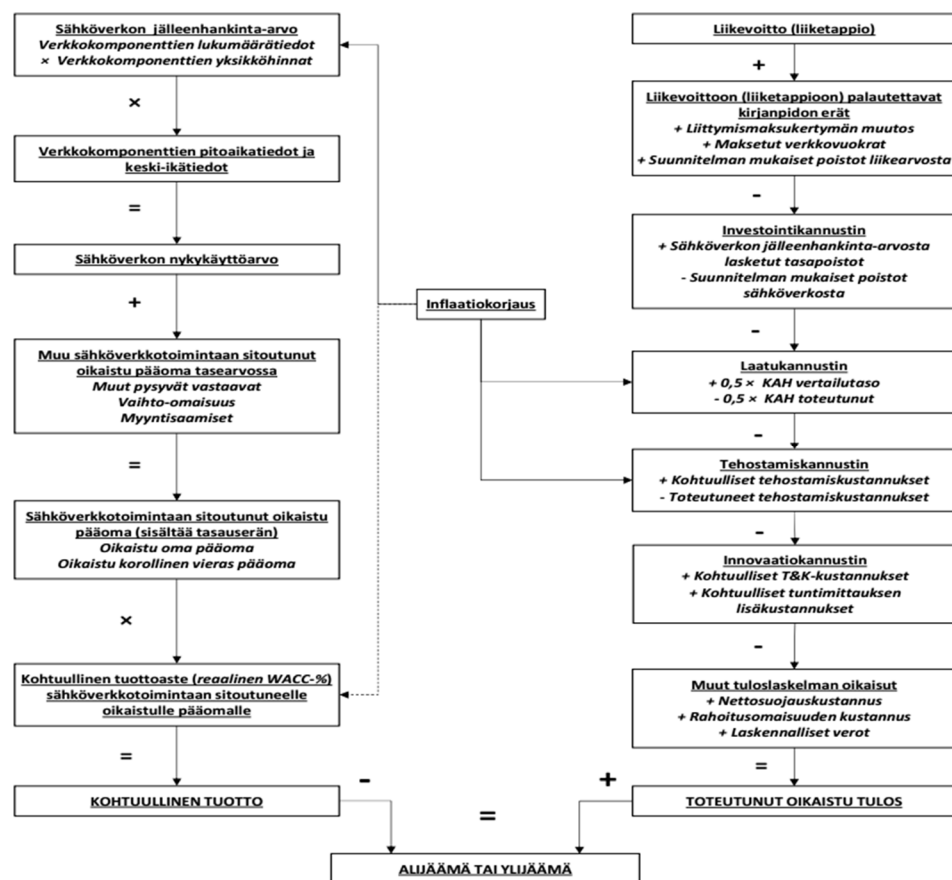
Sähkömarkkinalaissa on määritelty, että verkonhaltijan tulee kehittää sähköverkkoon asiakkaiden kohtuullisten tarpeiden mukaisesti. Sähköverkkotoiminta ei saa siis taantua, vaan sen on kehityttävä alan kasvavien vaatimusten mukana hajautetun sähköntuotannon ja älykkään sähköverkon kehittyessä, jolloin verkonhaltijoille voidaan tulevaisuudessa asettaa lisävaatimuksia verkkonsa kehittämisestä asiakkaiden kasvavien vaatimusten mukaan.

4 NYKYISET VALVONTAMENETELMÄT

Nykyisissä valvontamenetelmissä kehittämisvelvollisuudelle ei ole asetettu selkeitä mitareita, mikä johtuu käsitteen laajuudesta ja tulkinnanvaraisuudesta. Mahdolliset laiminlyönnit on käsitelty EMV:ssä yksittäisinä tapauksina tehdyistä tutkintapyyntöistä. Kehittämisvelvollisuusrikkeiden jahtaamisen sijaan EMV on keskittynyt valvontamenetelmissä kannustamaan sähköverkonhaltijoita hoitamaan sähköverkkojaan erilaisilla kannustimilla, jotka mahdollistavat suuremman tuoton paremmin hoidetuille verkoille.

4.1 Valvontamenetelmät kehittämisvelvollisuuden näkökulmasta

1.1.2012 alkaneella kolmannella valvontajaksolla EMV:n valvontamenetelmien mukaan verkonhaltijan tilikauden ali- tai ylijäämä muodostuu kuvan 4.1 mukaisesti kohtuullisen tuoton ja toteutuneen oikaistun tuloksen erotuksena.



Kuva 4.1. EMV:n valvontamenetelmien periaate.[13, liite b s.1]

Kuvan 4.1 mukaisesti verkonhaltijan kannalta kannattavaa on pyrkiä kasvattamaan verkon arvosta laskettua kohtuullista tuottoa ja pienentämään toteutunutta oikaistua tuosta, jolloin tilikauden ylijäämää saadaan pienennettyä. Edellisten tilikausien alijäämä voidaan kerätä seuraavilla tilikausilla, kun taas ylijäämäinen tuotto on palautettava asiakkaille. Kolmannella valvontajaksolla valvontamenetelmät sisältävät viisi taloudellista kannustinta: yksikköhinta-, laatu-, investointi-, tehostamis- sekä innovaatiokannustimen. Näistä kannustimista hyvin kehittämisvelvollisuutensa täyttänyt verkonhaltija saa taloudellista bonusta. Kannustimilla on kuitenkin kääntöpuolensa eli verkkoaan laiminlyövä verkonhaltija voi saada taloudellisia sanktioita, minkä yhtälailla odotetaan motivoivan verkonhaltijoita pitämään huolta verkostaan ja täyttämään kehittämisvelvollisuuden vaatimukset. Kannustimien vaikutusta kuvataan tarkemmin niitä koskevissa luvuissa 4.1.1-5.

4.1.1 Yksikköhintakannustin

Valvontamenetelmissä yksikköhintakannustin ei ole virallinen kannustin, mutta verkkokomponenteille määritellyt kohtuulliset yksikköhinnat kannustavat verkonhaltijoita investoimaan kustannustehokkaasti. Käytetyt yksikköhinnat perustuvat ET:n verkostosuositukseen sekä EMV:n Empower Oy:ltä tilaamaan yksikköhintaselvitykseen [20,21]. Todellisten investointien alittaessa yksikköhintojen mukaisesti lasketut investointikulut verkonhaltija saa todellista suuremman verkon jälleenhankinta-arvon (JHA), josta edelleen määräytyy verkonhaltijalle määriteltävä kohtuullinen tuotto. Verkon JHA:sta lasketaan edelleen verkon nykykäyttöarvo (NKA) kertomalla JHA komponentteittain komponentin jäljellä olevan pitoajan ja maksimipitoajan erotuksella seuraavasti:

$$NKA_{t,i} = \left(1 - \frac{\text{keski-ikä}_{t,i}}{\text{pitoaika}_i}\right) \cdot JHA_{t,i} \quad (8)$$

missä	$NKA_{t,i}$	Verkkokomponentin i nykykäyttöarvo vuonna t
	$JHA_{t,i}$	Verkkokomponentin i jälleenhankinta-arvo vuonna t
	pitoaika_i	Verkkokomponentin i pitoaika
	$\text{keski-ikä}_{t,i}$	Verkkokomponentin i määrätiedolla painotettu ikätieto vuoden t alussa

NKA:a käytetään määrittämään verkonhaltijan verkkopääomaa, jonka avulla lopulta määräytyy verkonhaltijan kohtuullinen tuotto. Suuremman verkon arvon omaavalle verkonhaltijalle määräytyy valvontamenetelmien mukaan siis suurempi kohtuullinen tuotto. [13]

4.1.2 Laatukannustin

Valvontamenetelmissä kannustetaan verkonhaltijoita kehittämään myös sähköverkon toimitusvarmuutta, joka huomioidaan laatukannustimena laskettaessa verkonhaltijan

toteutunutta oikaistua tulosta. Tämä näkyy siten, että verkonhaltijan liikevoitosta (liiketappiosta) vähennetään kyseisen vuoden rahanarvoon lasketun keskeytyskustannusten vertailutasoon ja kyseisen vuoden keskeytyskustannusten puolikkaiden erotus eli

$$\text{Kannustimen vaikutus} = -(0,5 * KAH_{vert} - 0,5 * KAH_{tot}) \quad (9)$$

missä	KAH_{vert}	Keskeytyksistä aiheutuneen haitan vertailutaso, euroa
	KAH_{tot}	Keskeytyksistä aiheutunut haitta kyseisenä vuonna, euroa

Jos verkonhaltija on parantanut sähkön laatuaan eli keskeytyskustannukset ovat pienentyneet vertailutasoon nähden, kannustimen vaikutus on negatiivinen ja toteutunut oikaistu tulos on liikevoittoa pienempi. Laatukannustin toimii myös päinvastoin eli keskeytyskustannusten kasvaessa vertailutasoon nähden verkonhaltijan toteutunut oikaistu tulos kasvaa. Kannustimelle on kuitenkin määriteltä lattia- ja kattotaso, jotka rajaavat laatukannustimen vaikutuksen enintään kahteenkymmeneen prosenttiin verkonhaltijan vuotuisesta kohtuullisesta tuotosta. Suurin mahdollinen laatukannustimen vaikutus eli kattotaso lasketaan KAH:n vertailutasoon puolikkaan ja kohtuullisen tuoton osamääränä. Mikäli kattotasoksi muodostuu alle 20 %, tulee symmetrisyyden takia lattiatason olla korkeintaan kattotason suuruinen. Lattiatason tarkoituksena on suojata verkonhaltijan taloudellista tulosta suurhäiriötapauksissa, jotta huomattavasti kasvaneet keskeytyskustannukset eivät pysty romuttamaan verkonhaltijan taloutta. Lattia- ja kattotason maksimitasoa korotettiin kolmannelle valvontajaksolle eli vuosille 2012–2015 kymmenestä prosentista kahteenkymmeneen. Tämän toivotaan kannustavan verkonhaltijoita parantamaan sähköverkon toimitusvarmuutta ansaintamahdollisuuden kasvaessa ja mahdollisten suurempien sanktioiden ansiosta. [13].

Laatukannustimen keskeytyskustannukset lasketaan keskeytysten aiheuttamana haittana (KAH) asiakkaille, josta on kerrottu tarkemmin luvussa 3.1.2. Laatukannustimessa kyseisen vuoden keskeytyksistä aiheutunutta haittaa verrataan vertailutasoon. Vertailutasona käytetään keskiarvoa vuosien 2005–2010 KAH:sta, jotka siirretään kyseisen vuoden rahanarvoon ja kerrotaan tarkasteluvuoden ja vertailuvuoden vuosienenergioiden suhteella, jotta KAH:in vertailuarvossa otetaan huomioon myös vuotuiset energiavaihtelut. Vertailutaso lasketaan siis seuraavasti:

$$KAH_{vert,n} = \frac{\sum_{t=2005}^{2010} \left[KAH_{t,n} \cdot \left(\frac{W_n}{W_t} \right) \right]}{6} \quad (10)$$

missä	$KAH_{vert,n}$	Verkonhaltijan sähköntoimituksissa tapahtuneiden keskeytysten vertailutaso vuodelle n, euroa
	$KAH_{t,n}$	Toteutunut laskennallinen sähköntoimituksen keskeytyksistä verkonhaltijan asiakkaille aiheutunut haitta vuonna t vuoden n rahanarvossa, euroa

W_n	Verkonhaltijan verkosta asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna n, kWh
W_t	Verkonhaltijan verkosta asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna t, kWh

4.1.3 Investointikannustin

Kolmannelle valvontajaksolle eli vuosille 2012–2015 laajennetun investointikannustimen tarkoitus on kannustaa verkkonhaltijoita kehittämään ja ylläpitämään sähköverkkoon investoimalla niihin riittävästi. Investointikannustin on kaksiosainen. Ensimmäinen osa muodostuu poistomenetelmästä, jonka tehtävä on taata verkkonhaltijalle riittävä kannustin verkkoa ylläpitävien investointien eli korvausinvestointien tekoon. Toisen osan tarkoitus on seurata verkkonhaltijoiden riittävää investointitasoa sekä voitonjakoa.

Poistomenetelmässä verkkonhaltijoiden verkon vuotuinen tasapoisto lasketaan jakamalla verkon JHA komponenteittain pitoajoillaan, joista summaamalla saadaan koko verkon vuotuinen tasapoisto eli:

$$TP_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{JHA_{t,i}}{pitoaika_i} \right) \quad (11)$$

missä	TP_t	Verkon laskennallinen tasapoisto vuonna t
	$JHA_{t,i}$	Verkkokomponentin i jälleenhankinta-arvo vuonna t
	$pitoaika_i$	Verkkokomponentin i pitoaika.

Toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa verkkonhaltijan liikevoitosta vähennetään investointikannustin, jossa edellä lasketusta verkon tasapoistosta vähennetään verkkonhaltijan suunnitelman mukaiset poistot sähköverkosta seuraavasti:

$$Kannustimen vaikutus = -(tasapoistot - suunnitelman mukaiset poistot) \quad (12)$$

Toisella valvontajaksolla eli vuosina 2008–2011 ei vielä valvottu tasapoistojen käyttöä niille tarkoitettuun kohteeseen eli korvausinvestointeihin, mitä seurasi korvausinvestointivajeen kasvaminen. Kolmannella valvontajaksolla EMV valvoo investointikannustimen käyttöä verkon vuotuisia tasapoistoja vertailemalla tehtyihin korvausinvestointeihin laskemalla korvausinvestointivajetta tasapoiston ja korvausinvestointien erotuksesta. Tarkemmin korvausinvestointien valvonnasta kerrotaan luvussa 6.2. Korvausinvestointien lisäksi EMV kerää tietoja verkkonhaltijoiden verkkotoiminnan voitonjakoluonteisista eristä, kuten konserniavustuksista ja osingoista, jotta varmistetaan investointeihin tarkoitettujen varojen käyttö oikeisiin kohteisiin. [13]

4.1.4 Tehostamiskannustin

Tehostamiskannustimen tarkoitus valvontamenetelmissä on ohjata verkonhaltijoita toimimaan tehokkaammin eli tuottamaan enemmän pienemmällä panostuksella. Tehostamiskannustimessa verkonhaltijalle määritellyistä kohtuullisista tehostamiskustannuksista vähennetään toteutuneet tehostamiskustannukset. Tehostamiskannustin vähennetään verkonhaltijan liikevoitosta laskettaessa toteutunutta oikaistua tulosta eli kannustimen vaikutus on

$$\text{Kannustimen vaikutus} = -(STOTEX - TOTEX) \quad (13)$$

missä	STOTEX	Verkonhaltijan kohtuulliset tehostamiskustannukset
	TOTEX	Verkonhaltijan toteutuneet tehostamiskustannukset

Kaavan 13 mukaan kannustin vaikuttaa verkonhaltijan kannalta positiivisesti, kun toteutuneet tehostamiskustannukset ovat pienemmät kuin lasketut kohtuulliset tehostamiskustannukset. Vuotuiset toteutuneet tehostamiskustannukset lasketaan verkonhaltijan kontrolloitavista operatiivisista kustannuksista, sekä verkonhaltijan asiakkaille keskeytyksestä aiheutuvan haitan puolikkaasta kaavan 14 mukaan seuraavasti:

$$TOTEX = KOPEX + 0,5 \cdot KAH \quad (14)$$

missä	TOTEX	Verkonhaltijan toteutuneet tehostamiskustannukset
	KOPEX	Verkonhaltijan kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
	KAH	Verkonhaltijan sähköntoimituksesta asiakkaille aiheutunut haitta

Kolmannelle valvontajaksolle tehostamiskustannuksiin lisättiin KAH:n puolikas, jotta tehostamista ei tehdä kunnossapitokustannuksia karsimalla, vaan jopa niitä lisäämällä, jotta KAH saadaan laskemaan ja samalla nostettua koko tehostamiskustannusten vaikutus positiiviseksi. EMV:n kolmannen valvontajakson vahvistuspäätösten mukaan verkonhaltijan kontrolloitavat operatiiviset kustannukset muodostuvat taulukon 4.1 mukaan.

Taulukko 4.1. Kontrolloitavat operatiiviset kustannukset (KOPEX).

KOPEX = Aineet, tarvikkeet ja energiaostot (pois lukien häviöenergian hankintakustannukset)
+ Varastojen lisäys tai vähennys
+ Henkilöstökustannukset
+ Verkkovuokrat (siltä osin kuin ne sisältävät kunnossapitokustannuksia)
+ Vuokratulot
+ Muut vieraat palvelut
+ Sisäiset kustannukset
+ Muut liiketoiminnan muut kustannukset
+ Maksetut vakiokorvaukset (elleivät sisälly muihin kustannuksiin)
– Valmistus omaan käyttöön

Kohtuulliset tehostamiskustannuksia eli tehostamistavoitteen vertailutasoa varten lasketaan ensin verkonhaltijan tehokkuudesta ja yleisestä tehostamistavoitteesta verkonhaltijakohtainen tehostamistavoite seuraavasti:

$$X = 1 - \sqrt[8]{TL} \cdot (1 - X_{yl}) \quad (15)$$

missä	X	Verkonhaltijakohtainen tehostamistavoite
	TL	Verkonhaltijakohtainen tehokkuuskerroin
	X_{yl}	Yleinen vuotuinen tehostamistavoite 2,06 %

Kaavan 15 verkonhaltijakohtainen tehokkuuskerroin on määritelty StoNED menetelmällä, joka ottaa huomioon verkonhaltijan tiedot vuosilta 2005–2010 muun muassa verkonhaltijan toteutuneiden operatiivisten kustannusten määrän, asiakkaille siirretyn energian määrän, asiakkaiden määrän, verkkopituuden ja keskijänniteverkon kaapelointiasteen. Verkonhaltijakohtaisen tehostamistavoitteen laskennassa verkonhaltijakohtainen tehokkuuskerroin otetaan huomioon kahdeksannessa juuressa, koska tehostamisen siirtymäajaksi on valittu 8 vuotta. Laskennassa on otettu myös huomioon yleinen tehostamisvelvoite, joka on kaikilla verkonhaltijoilla 2,06 %.

Kohtuullisten tehostamiskustannusten eli kannustimen vuotuisen vertailutason laskennassa otetaan huomioon verkonhaltijan tehostamistavoite, tarkasteluvuoden tuotos ja toimintaympäristömuuttujat eli siirretty energia, asiakasmäärä, verkkopituus, sekä keskijänniteverkon kaapelointiaste kaavan 16 mukaisesti. [13]

$$STOTEX_t = \left(\frac{KHI_{t-1}}{KHI_{2009}} \right) \cdot (1 - X)^{t-2019} \cdot \hat{C}(y_t, z_t) \quad (16)$$

missä	STOTEX _t	Kohtuulliset tehostamiskustannukset vuonna t
	KHI _{t-1}	Kuluttajahintaindeksi vuonna t-1
	KHI ₂₀₀₉	Kuluttajahintaindeksi vuonna 2009
	X	Verkonhaltijakohtainen tehostamistavoite

\hat{C}	Verkonhaltijoiden kustannusrintama vuonna 2019 vuoden 2009 hintatasossa
t	Tarkasteluvuosi
y_t	Verkonhaltijakohtainen tuotosmuuttujien vektori vuonna t
z_t	Verkonhaltijakohtainen keskijänniteverkon (1-70 kV) kaapelointiaste vuonna t

4.1.5 Innovaatiokannustin

Älykkäät sähköverkot ja sähköverkon kehittäminen vaativat tulevaisuudessa verkonhaltijoilta merkittäviä panostuksia ja EMV tukee niiden kehittämistä innovaatiokannustimen avulla, joka on otettu käyttöön kolmannella valvontajaksolla. Innovaatiokannustimen tarkoitus on kannustaa ja tukea verkonhaltijoita uusien menetelmien, teknikoiden, järjestelmien yms. tutkimuksessa ja kehityksessä, koska usein verkonhaltijoille voi aiheutua merkittäviä tutkimus- ja kehityskustannuksia ennen kuin uudet sovellutukset saadaan käytäntöön.

Innovaatiokannustin on kaksiosainen. Ensimmäisen osan innovaatiokannustimesta muodostaa kohtuulliset tutkimus- ja kehityskustannukset, joihin lasketaan vain aktivoimattomat tutkimus- ja kehityskustannukset. Aktivoimattomat kustannukset koskevat sellaisia kehityskohteita, joiden käyttöönottoa ei ole tehty, eikä verkonhaltija siten vielä hyödy niistä. Kohtuullisiksi kustannuksiksi tässä lasketaan enintään puolen prosentin verran verkonhaltijan liikevaihdon arvosta tutkimus- ja kehityskustannuksia. Toisen osan innovaatiokannustimesta muodostaa enintään 63 A:n pääsulakkeilla varustettujen käyttöpaikkojen etäluettavien tuntimittauksen kohtuulliset lisäkustannukset, joiksi lasketaan viisi euroa per käyttöpaikka. Tuntimittausluennassa oleviksi käyttöpaikoiksi lasketaan käyttöpaikat, joiden taseselvitys tehdään tuntimittautietojen perusteella. Kannustimen vaikutus toteutuneeseen oikaistuun tulokseen lasketaan seuraavasti:

$$\text{Kannustimen vaikutus} = -(\text{kohtuulliset } T\&K \text{ kustannukset} + \text{kohtuulliset tuntimittauksen lisäkustannukset}) \quad (17)$$

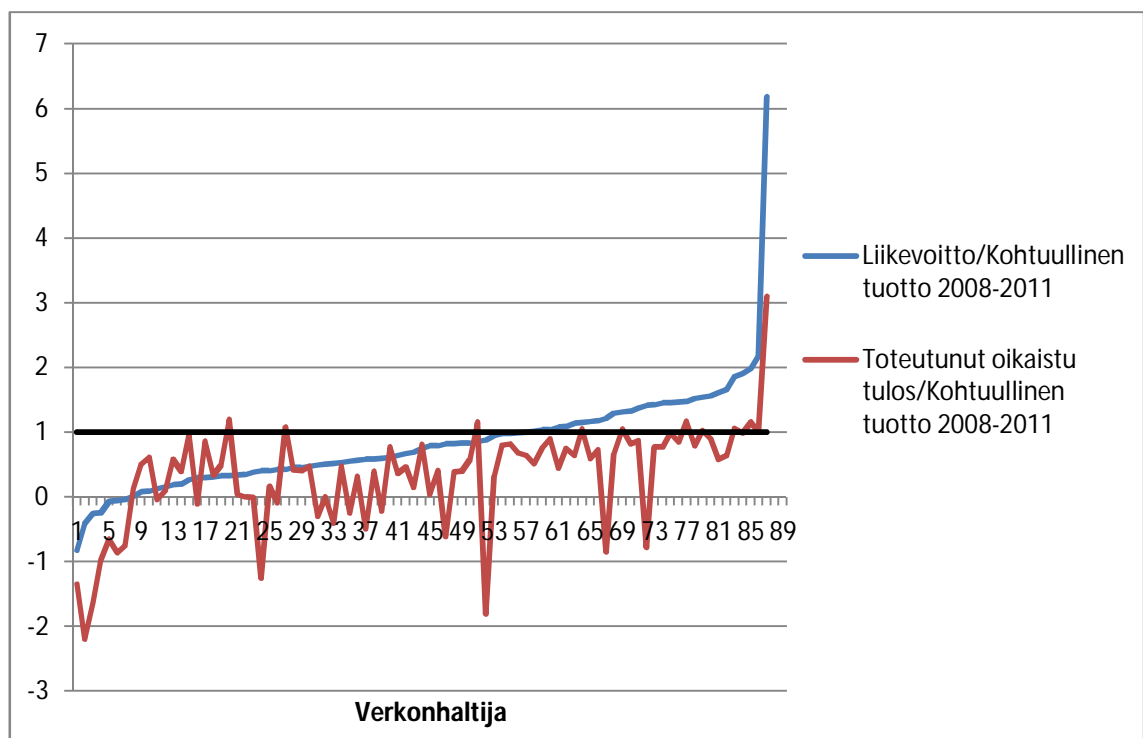
Toteutunutta oikaistua tulosta laskettaessa innovaatiokannustin vähennetään liikevoitosta kaavan 17 mukaisesti. Käytännössä innovaatiokannustin voidaan tulkita siten, että verkonhaltija voi laskutta osan tutkimus- ja kehityskustannuksistaan sekä osan tuntimittauskustannuksistaan läpilaskutuksena, mikä tukee verkonhaltijoiden verkkojen modernisoimista. [13]

4.2 Nykyisten valvontamenetelmien arviointi

Kolmannen valvontajakson valvontamenetelmien arviointi on haastavaa, sillä ne tulivat käytäntöön vasta vuoden 2012 alussa, eikä niiden tuloksia ole vielä käytettävissä. Sen sijaan voidaan käydä läpi toisen valvontajakson tuloksia ja saadaksesen kuvaa kolman-

nen valvontajakson valvontamenetelmistä verrataan miten valvontamenetelmät ovat muuttuneen toisen ja kolmannen valvontajakson välillä.

Toisella valvontajaksolla eli vuosina 2008–2011 Suomessa toimi yhteensä 89 jakeluverkonhaltijaa. Näistä verkkonhaltijoista 81 teki liikevoittoa ja loput 8 tappiota. Otettaessa huomioon EMV:n toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa käytettävät kannustimet ja verratessa sitä verkkonhaltijalle laskettuun kohtuulliseen tuottoon, nähdään että kaikki tappiolliset verkkonhaltijat ovat vahvasti alijäämäisiä ja näin ollen saavat seuraavalla valvontajaksolla kerätä alijäämänsä verran lisätuloja. Tämä huomioon ottaen kaikki verkkonhaltijat olisivat voineet valvontamenetelmien perusteella tehdä positiivisen liiketuloksen, mikä kertoo regulaation kannattavuudesta ja alan riskittömyydestä verrattuna muihin aloihin kyseisten vuosien vaikeassa taloustilanteessa. Toisen valvontajakson tuloksia on esitetty kuvassa 4.2. Kuvasta nähdään, että 78 verkkonhaltijaa on toiminut alijäämäisesti ja 74 verkkonhaltijalla toteutunut oikaistu tulos on pienempi kuin liikevoitto/-tappio eli valvontamenetelmissä laskettujen kannustimien mukaan verkkonhaltija on toiminut tehokkaasti ja laadukkaasti.



Kuva 4.2. Jakeluverkonhaltijoiden liikevoiton ja toteutuneen oikaistun tuloksen suhde kohtuulliseen tuottoon vuosina 2008-2011.

Kolmannella valvontajaksolla verkkonhaltijoiden taloudellisia kannustimia on edelleen lisätty. Kolmannelle valvontajaksolle täysin uutena kannustimena on tullut innovaatiokannustin, joka kannustaa verkkonhaltijoita tutkimaan ja kehittämään uusia teknologioita. Laatukannustin on muuten pysynyt samana, mutta laatukannustimen maksimivaikutus on nostettu 20 prosenttiin verkkonhaltijan vuotuisesta kohtuullisesta tuotosta. Kol-

mannen valvontajakson toteutuneen oikaistun tuloksen laskenta ja siinä käytetyt kannustimet on esitetty taulukossa 4.2.

Taulukko 4.2. Toteutuneen oikaistun tuloksen laskenta kolmannella valvontajaksolla.

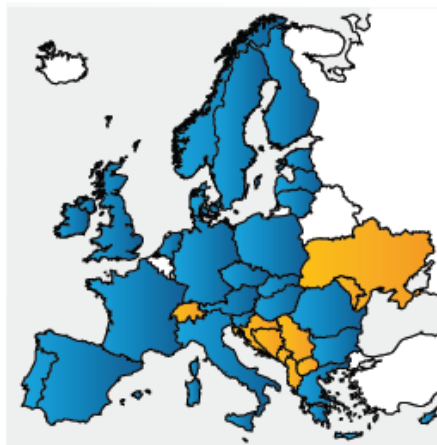
Liikevoitto (liiketappio)	
+ Liikevoittoon (liiketappioon) palautettavat kirjanpidon erät	
+ Taseeseen kirjattujen palautuskelpoisten liittymismaksujen kertymä vuotuinen nettomuutos	
+ Maksetut verkkovuokrat	
+ Suunnitelman mukaiset poistot liikearvosta	
- Investointikannustin	
+ Sähköverkon jälleenhankinta-arvosta lasketut tasapoistot	
- Suunnitelman mukaiset poistot sähköverkosta	
- Laatumiskannustin	
+ 0,5 x Keskeytyskustannusten vertailutaso	
- 0,5 x Toteutuneet keskeytyskustannukset	
- Tehostamiskannustin	
+ Kohtuulliset tehostamiskustannukset	
- Toteutuneet tehostamiskustannukset	
- Innovaatiokannustin	
+ Tutkimus- ja kehitystoiminnan kohtuulliset kustannukset	
+ Tuntimittauksen (enintään 63 A) kohtuulliset kustannukset	
= Oikaistu liikevoitto (liiketappio)	
+ Muut oikaisut	
- Verkkotoiminnan harjoittamisen turvaamiseksi tarvittavasta rahoitusomaisuudesta aiheutuvat kustannukset	
± Nettosuojauskulut	
= Tulos ennen veroja	
- Yhteisöverovelvollisen verkonhaltijan laskennalliset yhteisöverot	
=Toteutunut oikaistu tulos	

Jakeluverkkotoiminta on siis ollut tuottoisaa verkonhaltijoille jo toisella valvontajaksolla ja kolmannelle valvontajaksolle kannustimien vaikutusta on ennestään lisätty, jolloin erityisesti verkostaan huolehtivat verkonhaltijat saavat toiminnastaan hyvää tuottoa. Osa verkonhaltijoista ei kuitenkaan tavoittele maksimituottoa, jolloin niiden toimintaan välttämättä ei vaikuta kasvatetut kannustimetkaan. EMV pyrkii jatkossa valvomaan sähkömarkkinalain 9 §:n mukaisen kehittämisvelvollisuuden toteutumista tarkemmin, jotta asiakkaiden hyvälaatuisen sähkön saanti turvautuu kaikkien verkonhaltijoiden osalta myös tulevaisuudessa.

5 SÄHKÖVERKKOJEN KEHITTÄMISVELVOLISUUS EUROOPASSA

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivissä 2009/72/EY jakeluverkonhaltijoiden tehtäväksi on määritelty: *"Jakeluverkonhaltijan on vastattava sen varmistamisesta, että verkko pystyy täyttämään kohtuulliset sähkönjakeluvaatimukset pitkällä aikavälillä, sekä varman, luotettavan ja tehokkaan sähkönjakeluverkon käytöstä, ylläpidosta ja kehittamisestä taloudellisten edellytysten mukaisesti alueellaan ympäristö ja energiatehokkuus asianmukaisesti huomioon ottaen."* [22]. Kaikilla Euroopan mailla onkin sähköverkkojen regulaatiosta vastaava virasto, joka asettaa direktiiviin pohjaten sähköverkonhaltijoilleen säännöt ja toimintarajat. Suurin osa näistä virastoista kuuluu Euroopan sähkömarkkinaregulaattoreiden järjestöön eli CEER:iin (Council of European Energy Regulators).

CEER kerää ja julkaisee muutaman vuoden välein kattavan raportin Euroopan maiden sähköverkkotoiminnasta ja verkonhaltijoiden valvontakäytännöistä. CEER on tähän mennessä julkaissut viisi painosta ”Benchmarking report on the quality of electricity supply”- kirjaa vuosina 2001, 2003, 2005, 2008 ja 2011. Raportin tarkoituksena on edistää Euroopan sähköverkkoregulaattoreiden yhteistoimintaa ja jakaa hyväksi havaittuja käytäntöjä. Tähän liittyen raportissa on esitetty huomioita regulaattoreiden välisistä toimintaeroista ja suositeltu tiettyjä käytäntöjä kaikille maille. CEER:n jäsenmaiden lukumäärä on lisääntynyt kaikkien painosten välillä ja viimeisimmän painoksen tekemisessä mukana olivat lähes kaikki Euroopan maat. CEER:ssä mukana olevat maat on esitetty kuvassa 5.1 sinisellä ja oranssilla värillä. Oranssilla on merkitty CEER:n tuoreimmat jäsenmaat, jotka ovat liittyneet CEER:iin vuosien 2008–2011 välillä. [23]



Kuva 5.1. CEER- raporttiin osallistuneiden maiden sähköverkkoregulaattorit.[23]

Benchmarking -raportissaan CEER julkaisee muun muassa kehittämisvelvollisuu-
teen ja sen valvontaan vahvasti liittyviä sähköverkon toimitusvarmuuslukuja sekä maa-
kohtaisia käytäntöjä sähköverkon toimitusvarmuuden valvonnasta. Näiden lisäksi ra-
porttiin on kerätty eri regulaattoreiden käytäntöjä myös sähköön laatuvaatimuksista ja
vaatimuksista verkonhaltijoiden asiakaspalvelun laadulle, mutta näistä ei tarkkaa tilas-
todataa voida esittää. Raportin perusteella kuitenkin Suomessa vaadittava sähkön laatu
on Euroopan kärkipäätä. [23]

Luvuissa 5.1–5.4 käydään tarkemmin läpi sähköverkkotoiminnan regulaation käy-
täntöjä kehittämisvelvollisuuden näkökulmasta Pohjoismaiden ja Iso-Britannian osalta.
Luvussa 5.5 vertaillaan maiden sähköverkkoja sekä niiden valvontakäytäntöjä Suomen
vastaaviin.

5.1 Norja

Norja on sähkömarkkinoiden edelläkävijä. Vuonna 1991 Norjassa tuli voimaan energia-
laki, joka avasi sähkömarkkinat. Kyseisellä lailla on myöhemmin ollut merkittävä vai-
kutuksen myös Suomen ja Ruotsin sähkömarkkinalakeihin. Vuonna 1992 Norjaan perustet-
tiin sähköpörssi, josta myöhemmin muodostettiin yhteispohjoismainen sähköpörssi
Nord Pool. Myös sähköverkkojen regulaatiolla on pitkä historia Norjassa, ja sen sähkö-
markkinaviranomainen Norjan vesivoima- ja energiavirasto (Norges vassdrags og ener-
giverk NVE) on yksi CEER:n vanhimmista jäsenvirastoista [6]. Nykyisin NVE:llä on
valvottavana 150 jakeluverkon haltijaa, 20 alueverkonhaltijaa sekä kantaverkonhaltija
Statnett [24]. NVE on jo sähkömarkkinoiden avautumisesta asti valvonut Norjan ver-
konhaltijoiden sähkön laatua ja toimitusvarmuutta ennakoivasti tavoitteenaan ehkäistä
sähköverkon ongelmia jo ennen niiden syntymistä.

Norjassa verkonhaltijoiden keskeytystiedot kerätään muuntopiiritasolta vastaavasti
kuin Suomessa. Kerättäviä tietoja ovat muun muassa pitkien yli 3 minuutin keskeytys-
ten ja lyhyiden keskeytysten SAIFI, SAIDI, CAIFI ja CAIDI. Sähkökäyttäjät jaetaan
36 eri ryhmään riippuen käyttöpaikan tyypistä. Kaikkien verkonhaltijoiden keskeytyslus-
vut kerätään FASIT (Standardised System for Reporting of Failures and Interruptions) –
järjestelmämäärittelyn mukaan, joka määrittelee miten sähköverkon viat ja keskeytykset
tilastoidaan sekä miten keskeytys-, verkko- ja asiakastietojen avulla lasketaan toimitta-
matta jääneen energian hinta CENS (Cost of Energy Not Supplied). [24]

CENS vastaa Suomessa käytössä olevaa keskeytyksistä aiheutuvaa haittaa KAH:ia.
CENS-laskenta on ollut käytössä Norjassa jo vuodesta 2001 ja sitä on aika ajoin päivi-
tetty ajankohtaisemmaksi [25]. Vuodesta 2009 toimittamatta jäänyt energia ENS (Ener-
gy Not Supplied) on laskettu käyttäen asiakkaan tehoa irtikytkentähetkellä ja asiakkaan
keskeytysaikaa, josta voidaan laskea asiakkaalle toimittamatta jäänyt energia. CENS
saadaan, kun kyseinen toimittamatta jäänyt energia kerrotaan asiakastyypin mukaisilla
keskeytyskustannuksilla energiamäärää kohden. Keskeytyskustannukset on määritelty
kuudelle erityyppiselle asiakasryhmälle, joita ovat suurteollisuus, teollisuus, kaupalliset
palvelut, julkiset palvelut, maatalous ja asuminen. Määritellyt keskeytyskustannukset

riippuvat myös ajasta eli mihin aikaan vuorokaudesta, viikosta ja vuodesta keskeytykset sattuvat. CENS:in tavoitteena Norjan valvontamenetelmissä on kannustaa verkonhaltijoita sosioekonomisesti oikealle toimitusvarmuustasolle, jolloin verkon parannusinvestoinnit ja syntyvät CENS-kustannukset saadaan yhteenlasketusti minimiin. [26]

Pitkistä yli 12 tunnin keskeytyksistä maksetaan asiakkaille vakiokorvauksia hieman Suomen ja Ruotsin käytännöstä poiketen. Norjassa asiakkaan saama vakiokorvaus ei riipu asiakkaan tyyppistä tai energiankulutuksesta, vaan korvaus on vakiosumma keskeytyksen pituudesta riippuen. 12–24 tunnin keskeytyksistä korvaus on 600 kruunua (NOK), 24–48 tunnin keskeytyksistä korvaus on 1400 kruunua, 48–72 tunnin keskeytyksistä korvaus on 2700 kruunua ja 72 tunnin jälkeen vakiokorvaus nousee 1300 kruunua jokaisesta 24 tunnista. Vakiokorvauksen määrälle ei ole ylärajaa. [23]

5.2 Ruotsi

Ruotsin verkkovalvonta käynnistyi Suomen vanavedessä sähkömarkkinoiden avautuessa 1996. Verkkovalvontaa hoitaa Ruotsin sähkömarkkinaviranomainen Energimarknadsinspektionen (EI), jolla on nykyisin valvottavana noin 170 jakeluverkonhaltijaa, 5 alueverkonhaltijaa sekä kantaverkonhaltija Svenska Kraftnät [27]. EI:n valvontamenetelmät ovat muuttuneet useasti vuoden 1996 alkuperäisestä kustannuspohjaisesta regulaatiosta. Vuonna 2005 EI otti käyttöön kannustinjärjestelmään pohjautuvat valvontamenetelmät ja vuodesta 2012 alkaen EI on siirtynyt ennakoivan sääntelyn malliin [26].

Gudrun-myrsky aiheutti tammikuussa 2005 Ruotsissa merkittävän suurhäiriön, jonka seurauksena EI teki selvityksen suurhäiriön syistä sekä tulevaisuuden toimitusvarmuuden parantamisesta. Ennen myrskyä Ruotsin sähkölaki ilmaisi vain, että sähkön laadun tulee olla hyvälaatuista ja verkonhaltijan tulee parantaa sähköverkon toimitusvarmuutta siten, että parannuskustannukset ovat kohtuullisia sähkön käyttäjille mahdollisista keskeytyksistä aiheutuneeseen haittaan verrattuna. Tämä toimitusvarmuustavoite on saattanut johtaa etenkin harvaan asutuilla seuduilla sähköverkkojen laiminlyönteihin heikentäen sähköverkon toimitusvarmuustasoa osalla sähkönkäyttäjistä. Selvityksen pohjalta Ruotsin sähkölakiin tehtiin vuonna 2006 merkittäviä muutoksia sähköverkon toimitusvarmuuden osalta. Muutokset muistuttavat paljon TEM:n sähkönjakelun varmuuden parantamiseen ja sähkökatkojen vaikutuksen lieventämiseen tähtäävässä muistiossa ehdottamia muutoksia, mikä julkaistiin keuhällä 2012 Hannu ja Tapani myrskyjen seurauksena. Ruotsissa 2006 lakiin tulleiden muutosten mukaan verkonhaltijan tulee varmistaa, ettei yksittäisen sähkönkäyttäjän kokema sähkökatkos saa koskaan ylittää 24 tuntia. Poikkeustapauksissa, jotka ovat verkonhaltijan toimintavastuun ulkopuolella, on mahdollista ylittää asetettu raja-arvo. Samoin verkonhaltijan on mahdollisuus saada enintään kolmen vuoden lykkäys velvoitteen täyttämiseksi, mikäli toimitusvarmuusvaatimus on kohtuuton verkonhaltijan taloudelliseen asemaan nähden tai mikäli verkonhaltijalla on erityinen syy poikkeuksen saamiseksi [27]. Toimitusvarmuuslaki tuli voimaan vuoden 2011 alussa ja sitä edelsi merkittävät verkkoinvestoinnit. Keskijänniteverkkoa

maakaapelointiin viidessä vuodessa 30000 km vuosien 2005 ja 2010 välillä ja vuonna 2010 Ruotsin keskijänniteverkosta oli maakaapeloitu yhteensä noin 51 % [28].

Verkonhaltijoiden tulee myös vuosittain laatia toimitusvarmuuteen pohjautuva riski- ja haavoittuvuusanalyysi sekä toimenpideohjelma, jonka pohjalta toimitusvarmuutta parannetaan. Riski- ja haavoittuvuusanalyysi sekä toimenpideohjelma tarkastutetaan viranomaisella. Verkonhaltijoiden tulee myös tiedottaa asiakkaitaan sähköverkon toimitusvarmuustilanteesta sekä heidän oikeuksistaan lain mukaiseen keskeytyksistä aiheutuvaan vakio- ja vahingonkorvaukseen. Vakiokorvauskäytäntö tuli voimaan vuonna 2006 ja idealtaan se vastaa Suomen vakiokorvauskäytäntöä. Ruotsin vakiokorvauslainsäädännön mukaan yli 12 tunnin keskeytyksillä asiakkaille on maksettava korvausta 12,5 % ja yli 24 tunnin keskeytyksistä 25 % asiakkaan vuotuisista sähkönsiirtokustannuksista. Tämän jälkeen vakiokorvaus nousee 25 % jokaisesta 24 tunnista, kuitenkin niin että vakiokorvaus on korkeintaan 300 % asiakkaan vuotuisesta siirtokustannuksesta. [29]

Keskeytyksistä aiheutuneiden vakiokorvausten lisäksi Ruotsin sähköverkkotoiminnan valvontamenetelmissä hyvään toimitusvarmuuteen kannustetaan laatukannustimen avulla. Laatukannustimessa verkonhaltijan sähkön jakelukeskeytysten vuotuista SAIDI ja SAIFI arvoa verrataan historiadataan, jolloin verkonhaltija saa bonusta parantuneesta toimitusvarmuudesta. Laatukannustimelle määrätään vuosien 2012–2015 valvontajak-solla lattia- ja kattotasot, joiden mukaan laatukannustin tai laatusanktio on enimmillään 3 % verkonhaltijan liikevaihdosta. Lattia- ja kattotasojen on tarkoitus suojata etenkin pieniä verkonhaltijoita rajoittamalla suurhäiriöiden vaikutuksia valvontamenetelmiin. Laatukannustimen lisäksi Ruotsi on lisäämässä valvontamenetelmiinsä keskeytyksistä aiheutuneen haitan kaltaista kannustinta. Kannustin perustuu Swedish Energy:n, joka on jakeluverkonhaltijoiden alajärjestö, vuonna 1994 tekemään tutkimukseen keskeytyksistä aiheutuneesta haitasta. Tutkimuksen mukaiset vuoden 1994 keskeytysten hinnat on tar-koitus päivittää nykypäivään hintatasolle kuluttajahintaindeksin avulla. [26]

5.3 Tanska

Sähkömarkkinat avautuivat Tanskassa 1996 ja samoihin aikoihin Tanskaan perustettiin sähkömarkkinaviranomainen Energitilsynet. Vuonna 2012 Energitilsynet valvoo Tanskan 84 jakeluverkonhaltijaa, 8 alueverkonhaltijaa sekä kantaverkonhaltijaa Energinet.dk:ta. Energitilsynetin valvontajakso on yksi vuosi ja vuodesta 2005 lähtien verkonhaltijan sallittu tuotto on määritelty vuosittain verkonhaltijan liikevaihdesta. [26]

Vuonna 2008 Tanskassa tuli voimaan asetus, jonka mukaan kaikki uudet sähkölinjat on asennettava maahan suurjännitelinjat mukaan lukien. Sen lisäksi jo olemassa olevat alle 150 kV sähkölinjat on kaapeloitava seuraavan 20 vuoden kuluessa ja 400 kV ilma-johdot on maisemoitava ja tietyissä olosuhteissa kaapeloitava. Vaikka Tanskan sähkö-verkon kaapelointiaste on jo nyt korkea, aiheuttaa uusi käytäntö silti merkittäviä kustan-nuksia verkonhaltijoille, mikä on johtanut asiakkaiden kasvaneisiin sähkönsiirtokustan-nuksiin. [30]

Energitilsynetin tavoitteena on kannustaa verkonhaltijoita sähkökäyttäjien tasapuoliseen kohteluun toimitusvarmuuden osalta. Tämän saavuttamiseksi Energitilsynet käyttää SAIDI:a ja SAIFI:a verkonhaltijoiden toimitusvarmuuden arvioinnissa. Verkonhaltijoiden vertailussa erilaiset keskeytykset painotetaan eri tavoin SAIDI ja SAIFI laskennassa. Odottamattomat keskeytykset painotetaan kertoimella 1, suunnitellut keskeytykset kertoimella 0,5 ja muista syistä aiheutuneet keskeytykset painotetaan kertoimella 0,1. Force majeure-tyyppiset keskeytykset, joihin verkonhaltijan ei katsota voivan vaikuttaa, jätetään kokonaan pois sähkön laatutarkastelusta. Painotettuja SAIDI ja SAIFI lukemia verrataan muihin verkonhaltijoihin ja Energitilsynet määrää sanktion 20 %:lle vertailussa heikoimmin pärjänneelle verkonhaltijalle. Molemmista laatuluvuista verkonhaltija voi saada 1 % vähennyksen operatiivisista kuluistaan, jolloin maksimi sanktio on 2 % vähennys operatiivisista kuluista. Pitääkseen huolen, että verkonhaltijat huolehtivat kaikkien sähkökäyttäjien toimitusvarmuudesta, Energitilsynet määrää sanktion myös, jos yli 1 % verkonhaltijan sähkökäyttäjistä kärsii enemmän keskeytyksiä kuin mitä oli 99,5 % koko maan sähkökäyttäjien keskeytysten keskiarvo kyseisen vuoden aikana. [26]

5.4 Iso-Britannia

Iso-Britannian verkkovalvontaa hoitaa paikallinen sähkömarkkinaviranomainen Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem). Tällä hetkellä Britannian sähkönjakelu on jaettu 14 sähkönjakelualueeseen, joita hallinnoi 8 eri jakeluverkonhaltijaa. Näistä kaksi on hyvin pieniä, joten koko maan sähkönjakelu on keskittynyt vain kuudelle verkonhaltijalle. Pohjoismaista poiketen Iso-Britanniassa on myös kolme kantaverkonhaltijaa: National Grid Electricity Transmission (NGET) toimii Englannissa ja Walesissa, ja Skotlannin kantaverkko on jaettu kahden kantaverkonhaltijan Scottish Power Transmission Limited ja Scottish Hydro-Electric Transmission Limited kesken. Pohjois-Irlannin sähköverkonhaltijana toimii Northern Ireland Electricity, jota Ofgemin sijaan valvoo Northern Ireland Authority for Utility Regulation. [31]

Iso-Britanniassa on pohjoismaiden tapaan käytössä kannustinjärjestelmä sähkön laadun vaikutuksiksi verkonhaltijoiden saamaan tuottoon. Jakeluverkonhaltijoiden kannustinjärjestelmä perustuu kahden tunnusluvun: Asiakaskohtaisen keskeytysmäärän ja kokonaiskeskeytysajan verkonhaltijakohtaiseen historiatietojen vertailuun. Huomattavaa on, että suurhäiriöiden aiheuttamat keskeytykset poistetaan keskeytystilastoista ennen vertailua poikkeusolojen tuoman epätasaisuuden poistamiseksi. Keskeytyshistorian perusteella verkonhaltijoille asetetaan tavoitetaso ja näiden tavoitteiden täyttymisestä verkonhaltija saa taloudellisen kannustimen. Vastaavasti tavoitearvojen ylittymisestä verkonhaltija saa laatusanktion, joka on enintään 1,39 % verkonhaltijalle lasketusta kohdullisesta tuotosta. Jakeluverkonhaltijan laatuvelvoitteen kannustin tai sanktio läpikäytetään asiakkaille, mikä ei välttämättä kannusta verkonhaltijoita parantamaan sähkön laatuaan. Laatu-kannustin- ja sanktiomaksut tulevat maksettavaksi kahden vuoden viiveellä.

Kantaverkonhaltijoita myös kannustetaan ylläpitämään toimintavarmaa sähköverkkoa. Vastaavasti kuin jakeluverkonhaltijoille myös kantaverkonhaltijoille asetetaan verkon luotettavuustavoitteet. Tavoitteiden ylittymisestä verkonhaltijaa palkitaan ja vastaavasti tavoitteiden alittamisesta aiheutuu sanktioita. Kantaverkkojen luotettavuutta arvioidaan kahdella mittarilla: NGET:n toimintaa arvioidaan toimittamatta jääneellä energialla ja Skotlannin kantaverkkojen toimintaa arvioidaan koettujen keskeytysten lukumäärällä. Laatumittari tai -sanktio on kantaverkonhaltijasta riippuen enintään 0.5-1 % verkonhaltijan vuotuisesta tuotosta. [23]

Vastaavasti kuin Pohjoismaissa myös Iso-Britanniassa yksittäisen asiakkaan sähkön laadusta huolehtimiseen kannustetaan vakiokorvauksilla. Vakiokorvaukset ovat asiakastyypistä ja keskeytyksestä riippuvaisia vakiosummia, kun taas Suomessa vakiokorvauksen suuruus on sidottu asiakkaan vuotuisen siirtomaksuun. [23]

5.5 Vertailua maiden välillä

Suomen, Ruotsin ja Norjan sähköverkkorakenteet ovat valvontaviranomaisen näkökulmasta samankaltaisia. Kaikilla mailla on paljon erikokoisia verkonhaltijoita erilaisissa olosuhteissa, mikä tekee verkkojen valvonnasta haastavaa. Samoin myös verkostopituedet asiakasta kohden vaihtelevat Ruotsin 110 metristä Norjan 157 metriin. Myös Tanskalla verkonhaltijoita on melko paljon, mutta verkko on lähes kokonaan maakaapeloitu ja verkostopituus asiakasta kohden on vain noin 51 metriä, mikä tekee verkosta kaupunkimaisemman ja regulaatiosta yksinkertaisempaa [26]. Iso-Britanniassa eroaa Pohjoismaista merkittävästi siinä suhteessa, että koko verkko on jaettu 14 osaan, joita hallinnoi käytännössä vain 6 verkonhaltijaa.

Vertailumailla ei ole käytössä vastaavaa lainmukaista kehittämisvelvollisuutta kuin Suomella, mutta verkonhaltijoiden sähköverkon toimitusvarmuutta kuitenkin valvotaan kaikissa vertailumaissa. Vertailumaiden käytäntöjä toimitusvarmuuden seuraamiseen on esitetty taulukossa 5.1, jonka mukaan muissa vertailumaissa paitsi Norjassa ja Suomessa myös pienjännitetasen keskeytyksiä seurataan asiakaskohtaisesti. Suomessa keskeytykset kirjataan jakeluverkon muuntopiirikohtaisesti, jolloin pienjännitevikoja ei kirjata. Pienjännitevikojen jäädessä pois keskeytystilastoista keskeytyslukemat näyttävät todellisuutta pienemmiltä. Myös Norjassa viranomaisen kerää vain muuntopiirikohtaista keskeytysdataa. Asiakkaat kuitenkin jaotellaan muuntopiireissä erityyppisiin asiakasryhmiin ja asiakkaiden viat ilmoitetaan asiakaskohtaisesti.

Maista ainakin Iso-Britannia, Norja ja Tanska tilastoivat myös keskeytysten aiheuttajan. Suomessa EMV ei kerää tietoa vikojen aiheuttajista, sillä toimitusvarmuuden arviointiin ei ole katsottu tarvittavan niin yksityiskohtaisia tietoja.

Kerätyt keskeytyslukemat ovat lähes kaikilla verkkoregulaattoreilla SAIDI ja SAIFI. Suomella ja Norjalla vastaavat lukemat ovat T-SAIDI ja T-SAIFI eli muuntopiirikohtaiset lukemat SAIDI:sta ja SAIFI:sta. Ruotsi kerää näiden lukemien lisäksi myös CEMI tunnuslukua eli Customers Experiencing Multiple Interruptions. Tämä tunnusluku kertoo tiettyä keskeytysmäärää enemmän keskeytyksiä kokeneiden asiakkaiden

osuuden koko asiakasmäärästä, mikä auttaa löytämään pieniä useista keskeytyksiä kärsiviä asiakasryhmiä, jotka hukkuvat suurten verkkojen keskimääräisiin tunnuslukuihin. Suomessa tätä tunnuslukua käyttäen voisi arvioida kehittämisvelvollisuuden asiakas-kohtaista toteutumista. Yleisin painotuskerroin kerättävissä keskeytyslukemissa verrokimaissa on asiakkaiden määrä. Tämä kannustaa verkonhaltijoita panostamaan paljon asukkaita sisältävien alueiden kehittämiseen ja korjaamiseen, mutta se ei kannusta panostamaan yksittäisiin suuren energiakulutuksen omaaviin asiakkaisiin. Suomessa keskeytyslukemien painotuskertoimeksi on otettu muuntopiirikohtainen vuotuinen energiamäärä, joka taas ohjaa verkonhaltijoita palauttamaan sähköjä asiakkailleen muuntopiirien sähkönkulutuksen mukaisessa suuruusjärjestyksessä. Tällöin ensisijaisena tulevat suuren energiakulutuksen omaavat muuntopiirit, kuten tiheästi asutut alueet, mutta myös suuret yksittäiset laitokset, kuten sairaalat ja teollisuuslaitokset. [32,23]

Taulukko 5.1. Viranomaisten sähköjakelukeskeytysten valvonnan vertailua. [23]

	Suomi	Iso-Britannia	Norja	Ruotsi	Tanska
Jännitetasot, joiden keskeytyksiä valvotaan	Suurjännite, keskijännite	Suurjännite, keskijännite, pienjännite	Suurjännite, keskijännite	Suurjännite, keskijännite, pienjännite	Suurjännite, keskijännite, pienjännite
Keskeytysten seuraamisen tarkkuus	Muuntopiiritalle	Muuntopiiritalle	Muuntopiiritalle asiakkaat jaoteltuna asiakastyyppeihin	Asiakastalalla	Asiakastalalla
Keskeytysten alkuperän seuranta	Ei	Kyllä	Kyllä	Ei tietoa	Kyllä
Jännitetasot, joilla seurataan pitkiä keskeytyksiä.	Kaikki muut paitsi pienjännite (alle 1 kV)	Kaikki	Kaikki muut paitsi pienjännite (alle 1 kV)	Kaikki	Kaikki
Kerätyt keskeytyslukemat	Jakeluverkot: kattavasti* muuntopiirikoh- taisia keskeytys- lukuja. Kanta- ja alueverkot: lii- tyntäpisteiden keskeytysten lukumäärä ja kesto-aika sekä toimittamatta jäänyt energia	Asiakaskoh- tai- set keskeytyk- set ja asiak- kaan kokemaa keskeytysaika	Muuntopiiritalle: T-SAIDI, T-SAIFI, T-CAIDI, T-CTAIDI, T-CAIFI, keskeytynyt teho ja siirtä- mättä jäänyt energia	Asiakaskoh- tai- set keskey- tystalatat, Järjestelmä- talla ASIDI, ASIFI, SAIDI, SAIFI, CEMI	SAIDI, SAIFI ja siirtämättä jäänyt ener- gia
Painotus	Vuotuinen ener- giantkulutus	Asiakkaiden määrällä	Asiakkaiden määrällä	Asiakkaiden määrällä ja/tai siirretyn ener- gian määrällä	Keskeytys- tyypin ja asiakasmää- rän mukaan

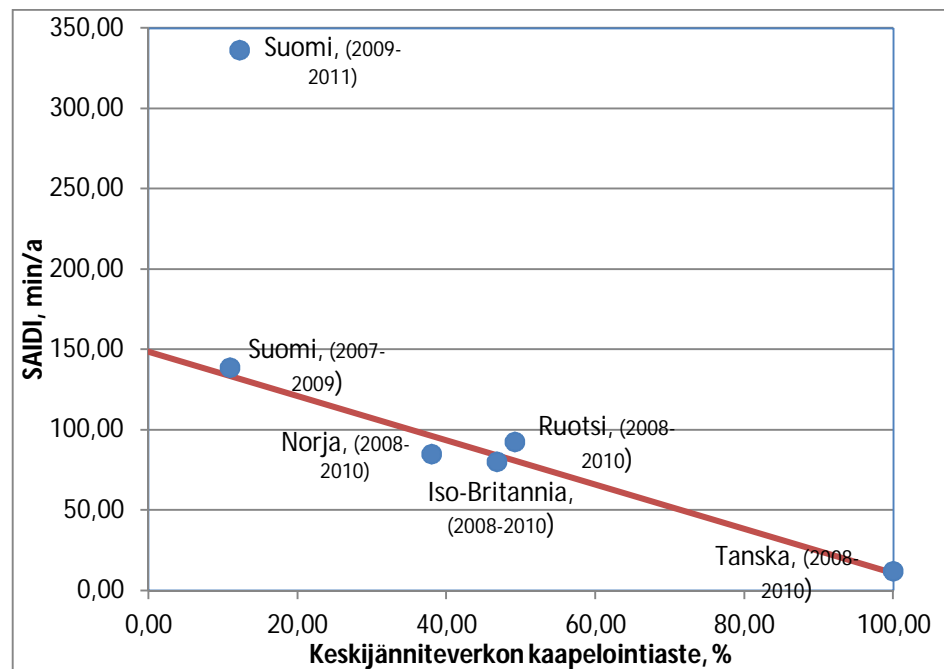
* T-SAIDI, T-SAIFI, energiapainotetut keskeytysajat ja -määrät odottamattomista ja suunnitelluista keskeytyksistä, aika- ja pikajälleenkytkentöjen vuosienenergioilla painotetut lukumäärät, 0,4 kV verkon vuotuisten odottamattomien pysyvien keskeytysten lukumäärä ja kaikkien odottamattomien keskeytysten vuotuinen lukumäärä 1-70 kV verkossa.

Vertailumaissa sähköverkon maakaapelointi on huomattavasti Suomea yleisempää. Taulukossa 5.2 on esitetty vertailumaiden pienjännite- ja keskijänniteverkon kaapelointiasteet sekä maiden keskeytysajan kolmen vuoden keskiarvo asiakasta kohden.

Taulukko 5.2. Vertailumaiden kaapelointiasteet ja keskeytysajat.

Maa, vuosi	Pienjänniteverkon maakaapelointiaste, %	Keskijänniteverkon kaapelointiaste, %	SAIDI, min/a
Suomi, 2009	35	11	138 (2007-2009)
Suomi, 2012	38	12	336 (2009-2011)
Iso-Britannia, 2010	83	47	80 (2008-2010)
Norja, 2009	49	38	85 (2008-2010)
Ruotsi, 2009	75	49	92 (2008-2010)
Tanska, 2010	~100	~100	12 (2008-2010)

Samaa taulukkoa on havainnollistettu kuvassa 5.2, josta nähdään hyvin kuinka keskijänniteverkon kaapelointiaste korreloi keskeytysaikojen suhteen normaaliolosuhteissa. Suomen keskeytysajat vuosina 2007-2009, jotka olivat keskeytystilastollisesti melko häiriöttömät, ovat vertailumaihin nähden pidemmät samassa suhteessa kuin keskijänniteverkon maakaapelointiaste on pienempi. Mielenkiintoista on myös huomata kuinka suurhäiriöriski on todennäköisempi kaapeloimattomassa verkossa. Suomeen vuosina 2010 ja 2011 osuneet suurhäiriöt näkyvät hyvin vuosien 2009-2011 SAIDI:ssa, joka on lähes 2,5-kertainen vuosien 2007-2009 SAIDI:iin. Suomen vuosien 2009-2011 välinen keskeytysaikojen keskiarvo on moninkertainen verrokkimaiden keskeytysaikoihin verrattuna, mikä osittain kielii verrokkimaiden sähköverkon vähäisemmästä suurhäiriöriskistä. [23,19]

**Kuva 5.2.** Vertailumaiden kaapelointiasteet ja keskeytysajat.

Vertailumaiden sähköverkkotoiminnan regulaattoreilla on käytössä melko paljon samanlaisia sähkön laatu ja toimitusvarmuus mittareita kuin Suomella. Kaikki vertailumaat käyttävät verkonhaltijalle lasketussa kohtuullisessa tuotossa sähköverkon toimitusvarmuuteen perustuvaa laatukannustinta. Ruotsilla ja Iso-Britannialla on käytössään samantyyppiset verkonhaltijoiden keskeytyshistoriatietoihin perustuvat tavoitetasot keskeytysmäärille ja ajoille. Tanskassa käytetään Ruotsin tapaan mittarina SAIDI:a ja SAIFI:a, mutta Tanskassa verkonhaltijoiden lukemia verrataan suoraan toisiinsa. Vertailussa huonoiten pärjäneelle viidennekselle verkonhaltijoista määrätään laatusanktio. Tällainen suora vertailu verkonhaltijoiden keskeytyslukemien välillä saattaa onnistua Tanskassa, jossa maakaapelointiaste on lähes 100 % ja säävaikutukset on saatu minimiin. Suomessa sähköverkkojen erilaisuus sekä sääolojen alueittaiset vaihtelut tekevät verkonhaltijoiden keskeytyslukemien keskinäisen vertailun erittäin haastavaksi.

Suomen ja Norjan laatukannustimet pohjautuvat asiakkaille keskeytyksistä aiheutuvaan haittaan. Norjan malli on hieman pidemmälle viety versio suomen KAH-laskennasta, sillä siinä keskeytyskustannuksiin vaikuttaa asiakkaan tyyppi. Myös katkokset tilastoidaan asiakaskohtaisesti ja katkoista tallentuu myös asiakkaan irtikytkentäteho, josta voidaan laskea tarkemmin asiakkaalle toimittamatta jäänyt energia sekä siitä edelleen aiheutunut haitta. Suomen ja Norjan lisäksi myös Ruotsi on ottamassa valvontamenetelmiinsä keskeytyksistä aiheutuneen haitan arviointia.

Yksittäisten sähkökäyttäjien laadun parantamiseksi vakiokorvaukset ovat käytössä kaikissa vertailumaissa Tanskaa lukuun ottamatta. Suomessa ja Ruotsissa vakiokorvauksen suuruus riippuu vuotuisesta sähkönkulutuksesta ja keskeytyksen pituudesta, kun Norjassa ja Iso-Britanniassa korvaus on ajasta riippuva vakiosumma. Iso-Britanniassa vakiokorvauksen suuruuteen vaikuttaa myös asiakkaan tyyppi.

6 KEHITTÄMISVELVOLLISUUDEN VALVONTAMENETELMÄT

Kehittämisvelvollisuuden valvonnassa keskitytään kahteen kohteeseen: Sähkön laadun valvontaan ja korvausinvestointien riittävyyden seurantaan. Sähkön laadun valvonnassa nykyisillä valvontamenetelmillä on tarkasteltava verkonhaltijan keskimääräistä sähkön laatua, kun taas tulevaisuudessa sähkön laatua tarkastellaan mahdollisesti asiakaskohtaisemmin. Sähkön laadun mahdollisia valvontamenetelmiä käydään läpi luvussa 6.1.

Verkkoon tehtävät korvausinvestoinnit kuvaavat hyvin sähkömarkkina-alaissa vaaditun verkon ylläpidon tasoa. Verkon korvausinvestointitarvetta arvioidaan verkon ikätiedoista, joiden mukaan vanhempaan verkkoon on investoitava enemmän kuin uuteen, jotta verkko pysyy toimintakuntoisena. Korvausinvestointien riittävyyttä arvioidaan vertailemalla korvausinvestointimääriä verkon arvosta laskettuun vuotuiseen tasapoihtoon, joka kuvaa kuinka paljon olemassa oleva verkko vanhenee vuodessa. Korvausinvestointien valvontaa käydään tarkemmin läpi luvussa 6.2.

Verkon kehittämisvelvollisuuden toteutumista arvioitaessa on syytä tarkastella kehittämisvelvollisuuden toteutumista molemmilla mittareilla. Mikäli mittarit antavat epäiltävää, on verkonhaltijalta pyydettävä tarkempaa tietoa, kuten käyttöpaikkakohtaisia keskeytystietoja sekä ongelmakohtien komponenttien ikä ja investointitietoja, jotta voidaan tarkemmin arvioida onko verkonhaltija laiminlyönyt kehittämisvelvollisuuttaan. Luvussa 6.3 pyritään havainnollistamaan kehittämisvelvollisuuden toteutumisen arviointiprosessia.

6.1 Sähkön laadun valvontamenetelmät

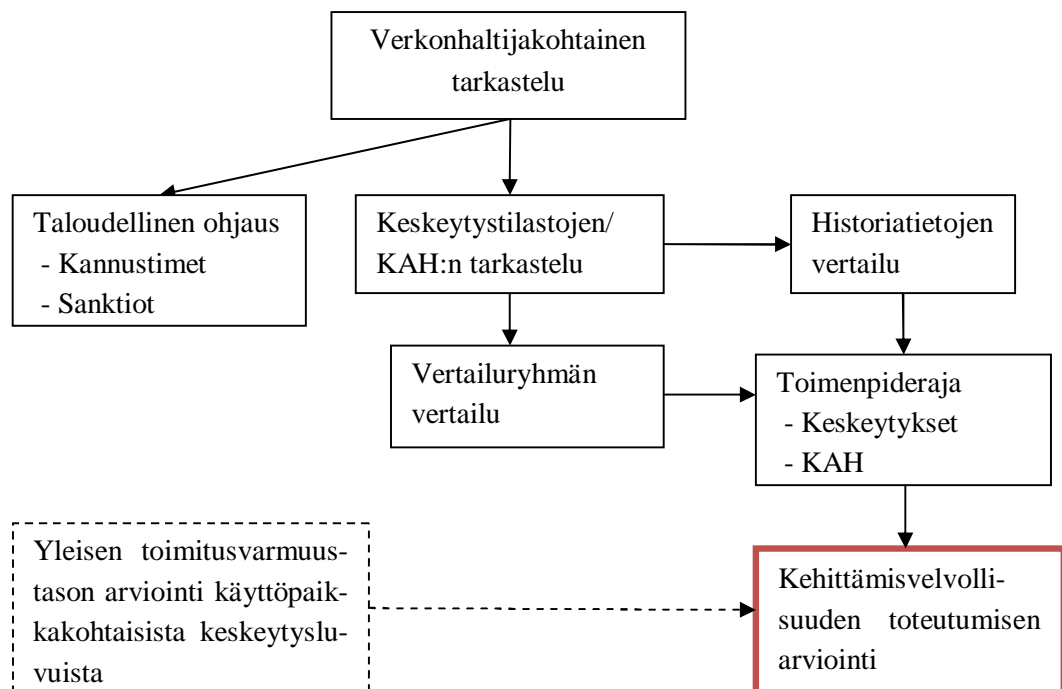
Lain näkökulmasta sähkön laadulla eikä etenkin sähköverkon toimitusvarmuudella ole riittävää keskimääräisen tason määrittelyä, jotta sen pohjalta voitaisiin yksiselitteisesti arvioida verkonhaltijan kehittämisvelvollisuuden toteutumista. Lain noudattama sähkön laatustandardi SFS-EN 50160 määrittelee indikatiiviset arvot keskeytysten määrälle yksittäisille asiakkaille, mutta käytännössä sähköverkon keskimääräinen toimitusvarmuustaso, jota EMV:n mittarit tarkastelevat, on aina standardin täyttävä. Standardin mukaan kaikkien sähkön käyttöpaikkojen tulee olla määritellyt täyttäviä, jolloin käyttöpaikkakohtaisia keskeytystilastoja käyttämällä voitaisiin tarkastella kehittämisvelvollisuuden toteutumista asiakastasolla tämän osalta. ET:n keskeytystilastointityöryhmä suunnittelee käyttöpaikkakohtaisten keskeytystilastojen käyttöönottamista keskeytyksiensä raportoinnissa ET:lle. Vastaavaa tilastointia voitaisiin hyödyntää myös EMV:ssa

kehittämismvelvollisuuden tarkastelun lisäksi myös KAH arvojen tarkemmassa määrittelyssä. Käyttöpaikkakohtaisista tunnusluvuista kerrotaan tarkemmin luvussa 7.1.1.

EMV:n seuraamaa keskimääräistä sähköverkon toimitusvarmuustasoa tarkastelemalla voidaan teoriassa arvioida kehittämismvelvollisuuden toteutuminen verkonhaltijan koko verkon tasolla. Verkonhaltijan sähköverkon toimitusvarmuuden tasoa voidaan arvioida vertailemalla verkonhaltijan keskeytyslukemia samankaltaisten verkonhaltijoiden keskeytyslukemiin. Käytännössä kehittämismvelvollisuuden arviointi tätä kautta on hyvin haastavaa, sillä verkonhaltijoiden verkot ovat hyvin erityyppisiä alueista riippuen, jolloin erilaisten toimitusvarmuustasojen seurauksena verkonhaltijoiden välinen vertailu on vaikeaa. Vastaavasti sääolosuhteet vaikuttavat merkittävästi keskeytyslukemiin eri alueiden välillä, jolloin verkonhaltijoiden keskinäinen vertailu käy entistä haastavammaksi. Verkonhaltijoiden välistä sähköverkon toimitusvarmuuden vertailua käydään tarkemmin läpi luvussa 6.1.2.

Verkonhaltijan oman keskeytyshistorian tarkastelu kertoo kuinka sähköverkon toimitusvarmuus on muuttunut verkonhaltijan verkossa ja siten se olisi myös potentiaalinen mittari kehittämismvelvollisuuden toteutumisen seuraamiseksi. Haastavaksi kehittämismvelvollisuuden arvioinnin tekevät muuttuvat sääolosuhteet, jotka vaikeuttavat vuosien välistä sähköverkon toimitusvarmuuden vertailua. Keskeytyshistorian vertailua käsitellään tarkemmin luvussa 6.1.1.

Kehittämismvelvollisuuden toteutumisen seuraamiseksi sähkön laatua tulee valvoa sekä verkonhaltijan, että yksittäisen asiakkaan tasolla. Nykyisin kerättävillä tunnusluvuilla sähkön laadun valvonta onnistuu vain verkonhaltijatasolla. Verkonhaltijakohtaista sähkön laadun valvontaa on avattu kuvassa 6.1.

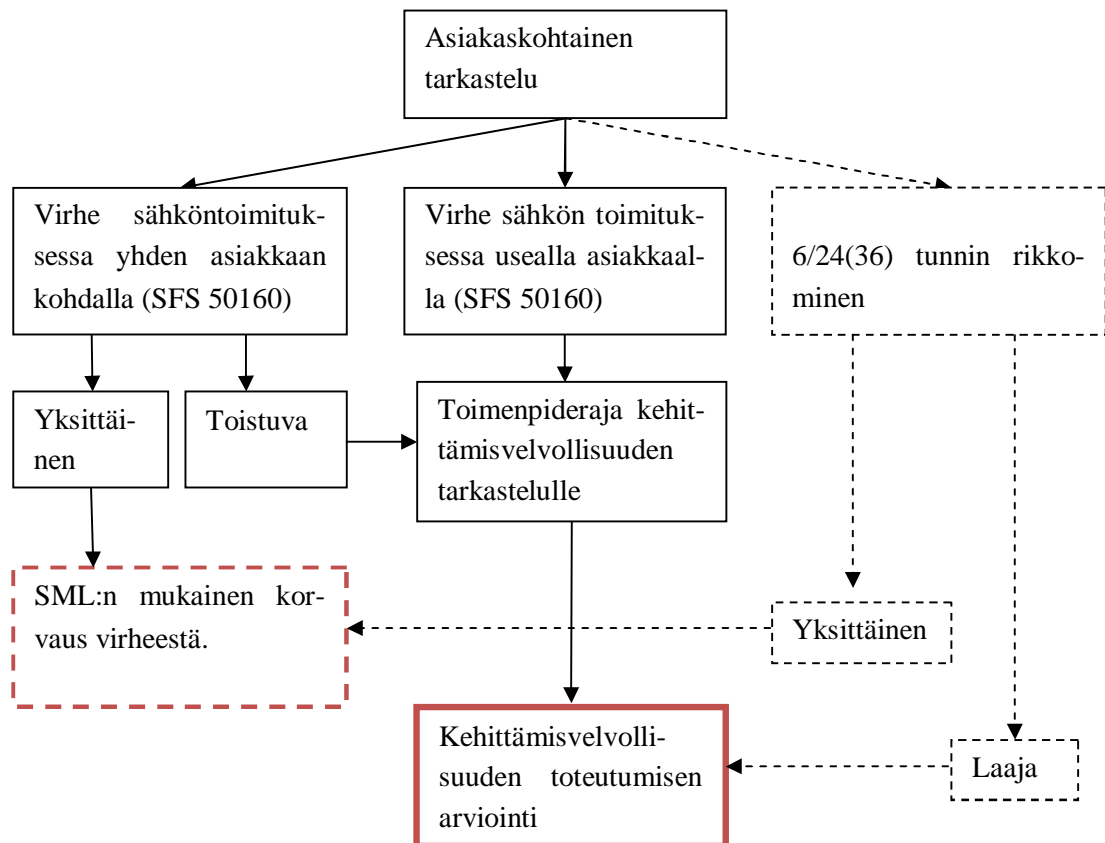


Kuva 6.1. Koko verkonhaltijan tasolla toteutettava sähkön laadun tarkastelu.

Kuvan 6.1. mukaisesti verkonhaltijan tasolla tehtävä kehittämisvelvollisuuden valvonta sähköön laadun näkökulmasta painottuu keskimääräisten keskeytystilastojen tarkasteluun. Verkonhaltijan keskeytystietoja voidaan vertailla verkonhaltijan keskeytysthistoriaan sekä samankaltaisten verkonhaltijoiden keskeytystietoihin. Näiden perusteella voidaan määritellä toimenpideraja, jolloin verkonhaltijaa voidaan epäillä kehittämisvelvollisuuden laiminlyönnistä. EMV:n keräämistä keskimääräisistä keskeytystiedoista on kuitenkin vaikea määritellä absoluuttisesti kehittämisvelvollisuuden toteutumisesta, joten epäiltäessä kehittämisvelvollisuuden toimenpiderajan ylittymistä voitaisiin verkonhaltijalta vaatia tarkempia keskeytystietoja kehittämisvelvollisuuden toteutumisen arvioimiseksi.

Verkonhaltijan alueella saattaa olla hyvinkin erilaisia keskeytyslukemia asiakkaiden kesken ja kuitenkin yksittäisen asiakkaan kokemaa sähköön toimitusvarmuus on oleellinen osa verkkopalvelun laatua. Käyttöpaikkakohtaisia keskeytystietoja keräämällä saataisiin nykyistä parempi kuva kehittämisvelvollisuuden toteutumisesta verkonhaltijan alueella yksittäisten asiakkaiden kohdalla. Sähköön käyttäjän näkökulmasta toimitusvarmuus riippuu siitä, kuinka pitkiä aikoja sähköverkkopalvelua ei ole saatavissa ja kuinka usein näin tapahtuu. Asiakaskeskeytysten pituus ja lukumäärä ovat tilastollisesti jakautuneita suureita. Yksittäisellä asiakkaalla keskeytysten määrä ja keskeytysaika voivat vaihdella suuresti vuosittain. Silti verkkoalueen sähkönjakelun luotettavuus, eli keskimääräinen toimitusvarmuus, voi pysyä lähes muuttumattomalla tasolla. Käyttöpaikkakohtaiset tiedot auttavat tunnistamaan keskeytysten jakautumista verkonhaltijan alueella, mikä kertoo tarkemmin kehittämisvelvollisuuden toteutumisesta.

Toistaiseksi EMV:n keräämillä tunnusluvuilla kehittämisvelvollisuuden arviointi asiakastasolla sähköön laadun osalta ei ole mahdollista, mutta keräämällä käyttöpaikkakohtaisia keskeytyslukemia kehittämisvelvollisuuden toteutumisesta voitaisiin arvioida asiakastasolla. Kehittämisvelvollisuuden asiakastason tarkastelua on avattu kuvassa 6.2, jonka mukaisesti voitaisiin paikantaa sähköön laadun ongelmakohtien sijainti ja laajuus. Keskeytystiedoista voidaan edelleen määrittää rikkooko verkonhaltija tietyllä alueella kehittämisvelvollisuutta sähköön laadun näkökulmasta vai ei.



Kuva 6.2. Sähkön laadun asiakaskohtainen tarkastelu.

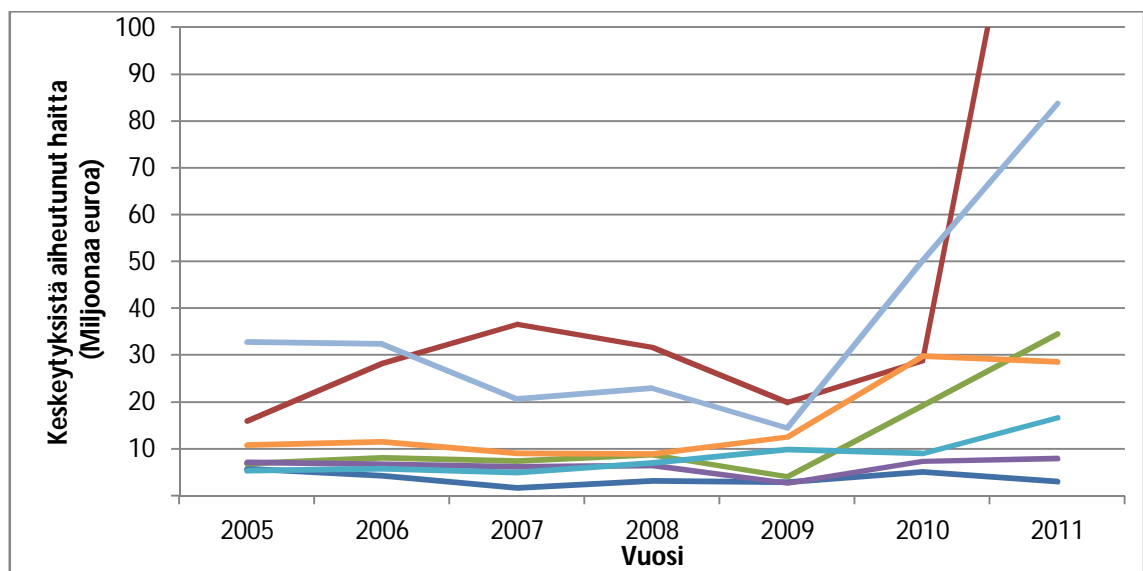
Sähkömarkkinalaki velvoittaa noudattamaan sähkön laadun osalta standardia SFS 50160, jonka mukaan voidaan määritellä sähköverkon toimitusvarmuuden taso, jolla kaikkien sähkönkäyttöpaikkojen tulee olla. Vastaavasti TEM:n ehdotus uudeksi sähkömarkkinalaiksi vaatii, että kaikkien sähkönkäyttöpaikkojen katkot eivät kestä yli kuutta tai 36 tuntia riippuen onko käyttöpaikka asemakaava-alueella vai sen ulkopuolella. Käyttöpaikkakohtaisista tiedoista voitaisiin siis arvioida tarkemmin verkonhaltijan kehittämisvelvollisuuden toteuttamista. Sähkön laatustandardin tai 6/24(36) tunnin keskeytysrajan ylittyminen yksittäisellä asiakkaalla tulkitaan sähkömarkkinalain 27 c § mukaisesti virheelliseksi sähkötoimitukseksi, jolloin asiakas on oikeutettu hinnanalennukseen ja vahingonkorvaukseen. Virheen syntyessä useammalla asiakkaalla tai mikäli virhe syntyy toistuvasti yksittäisellä asiakkaalla, voidaan tilanne tulkita kehittämisvelvollisuuden rikkomiseksi. Rikkeen vakavuudesta riippuen EMV voi velvoittaa verkonhaltijaa korjaamaan laiminlyöntinsä sekä määrätä seuraamusmaksun.

6.1.1 Verkonhaltijan keskeytyshistorian tarkastelu

Keskimääräisille tunnusluvuille ei voi määrittää yksiselitteisiä tarkkoja raja-arvoja, joiden avulla voitaisiin kehittämisvelvollisuuden toteutumista arvioida. Kuitenkin tunnuslukuja historiatietoihin vertailemalla voidaan nähdä trendimuutoksia, onko verkonhaltijan sähkön laatu keskimäärin parantunut vai heikentynyt. Mikäli sähkön laadun havaitaan heikentyneen, voidaan verkonhaltijalta pyytää selvitystä sähkön laadun heikenty-

misen syistä sekä arvioita laadun tulevalle kehitykselle. Epäiltäessä verkonhaltijaa kehittämisvelvollisuuden rikkomisesta voitaisiin myös kerätä tarkempia keskeytystietoja, jotta nähtäisiin miten keskeytykset ovat jakaantuneet verkonhaltijan alueella sekä pyytää muita oleellisia tietoja, kuten tehtyjä verkkoinvestointeja ongelma-alueilta. Ennen kuin trendimuutosten avulla voidaan määrittää kehittämisvelvollisuuden toteutumista, täytyy selvittää miten verkon kehittämisen puutteet näkyvät heikentyneessä sähkön laadussa. [33]

Parhaiten EMV:n tunnusluvusta verkonhaltijan keskimääräistä sähkön laatua voidaan arvioida keskeytyksistä aiheutuneen haitan avulla, jota käsiteltiin luvussa 3.1.2. KAH kertoo hyvin verkon keskimääräisen sähkön laadun painottamalla tärkeimmät keskeytystyypit niiden aiheuttamien haittojen mukaan. Kuvassa 6.3 on esitetty seitsemän suurimman maaseutumaisen verkonhaltijan KAH vuosilta 2005–2011.

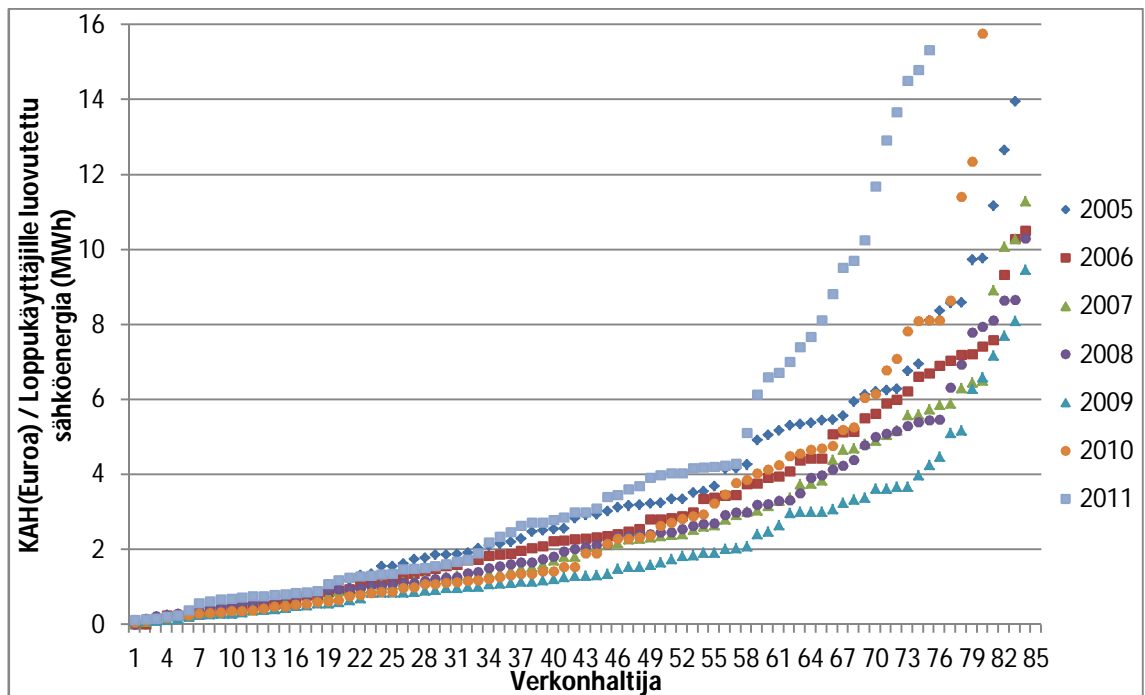


Kuva 6.3. Seitsemän suurimman maaseutumaisen verkonhaltijan KAH-arvot vuosina 2005-2011.

Kuvan 6.3 mukaisesti suurimmalla osalla verkonhaltijoista sähkön laatu on hieman parantunut tai pysynyt samalla tasolla vuodesta 2005 vuoteen 2009. Vuosina 2010 ja 2011 sähkön laadussa on sen sijaan osalla verkonhaltijoista syntynyt merkittäviä vaihte-luja. Nämä johtuvat kesän 2010 ja vuodenvaihteen 2011–2012 myrskyjen aiheuttamista suurihäiriöistä. Vaihtelevat sääolot ja etenkin suurihäiriöt vaikuttavat siis merkittävästi sähkön laatuun, mikä tekee kehittämisvelvollisuuden toteutumisen arvioinnin vaikeam-maksi. Sähkön laadun muutostrendin luotettavan arvioinnin toteuttamiseksi tarkastelu-välin on oltava riittävän pitkä. KAH vertailupohjaa EMV:lla on käytössä vuodesta 2005 alkaen eli seitsemältä vuodelta. Kuvan 6.3 perusteella kaikki vuodet eivät kuitenkaan kaikilla verkonhaltijoilla ole vertailukelpoisia, mikä heikentää vertailun todenmukai-suutta.

Kuvassa 6.4 on pyritty havainnollistamaan toimitusvarmuuslukemien vuosittaista vaihtelua laittamalla verkonhaltijat järjestykseen sen mukaan miten suuri keskeytyksistä

aiheutunut haitta on ollut yhtiön toimittaman sähköenergian suhteen vuosien 2005–2011 aikana.



Kuva 6.4. Sähköverkkojen toimitusvarmuus vuosina 2005–2011.

Kuvasta 6.4 nähdään, että sähköverkkojen keskimääräinen toimitusvarmuus vaihtelee hieman vuosittain, mutta etenkin heikoimmalla kolmasosalla verkonhaltijoista toimitusvarmuuden vaihtelu on merkittävää. Tämä viittaa siihen, että osa vuosista on sääolojen suhteen vaikeampia kuin toiset ja että etenkin suurhäiriöt näyttävän olevan paikallisia ja vaikuttavan vain osaan verkonhaltijoista. Huomioitavaa on, että kuvassa jokaisen vuoden toimitusvarmuusluvut on laitettu suuruusjärjestykseen eli verkonhaltijoita ei ole lukittu vaak akselille eivätkä suurhäiriöt siten koske aina samoja verkonhaltijoita. Kuvan 6.4 mukaan vuosi 2009 on ollut toimitusvarmuuden näkökulmasta paras vuosi sekä keskimääräisesti että eniten keskeytyksistä kärsineiden verkonhaltijoiden näkökulmasta. Vaikein vuosi on ollut 2011, jolloin yleinen toimitusvarmuus taso on ollut hieman huonompi kuin vertailuvuosina, mutta noin kolmasosa verkonhaltijoista on kokenut merkittävästi häiriöitä, mikä viittaa melko laajaan ja rajuun suurhäiriöön. Huomattavaa on, että kuvan asteikko on lukittu tarkkuuden vuoksi 18 euroon/MWh. Todellisuudessa suurimmat arvot vuodelta 2011 ovat noin 140 euroa/MWh, mikä tekee historiatietojen vertailusta entistä epäkäytännöllisempää ainakin osalla verkonhaltijoista.

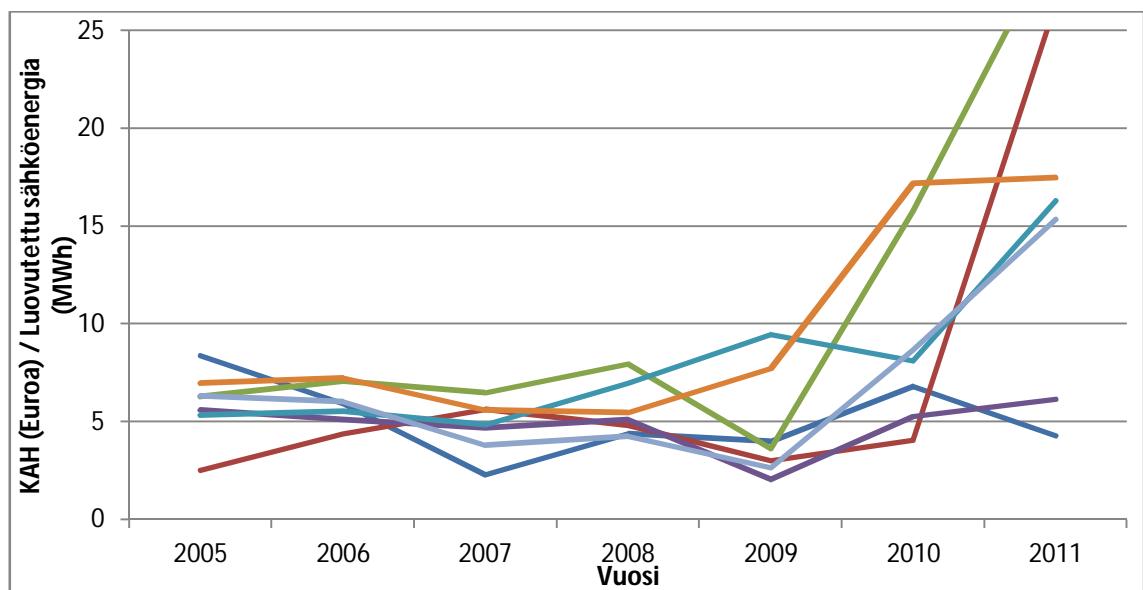
Keskeytystilastojen muutostrendiä tarkastelemalla voidaan siis arvioida verkonhaltijan kehittämisvelvollisuuden toteutumista sähköverkon toimitusvarmuuden osalta. Muutostrendiä tarkasteltaessa on myös arvioitava sään vaikutukset keskeytystilastoihin, jotta muutostrendi vastaa mahdollisimman hyvin verkonhaltijan toimista aiheutunutta toimitusvarmuuden muutosta. Vastaavasti tarkasteluajavälin on oltava riittävän pitkä, jotta siitä voidaan trendiä perustellusti arvioida. Mikäli sähkön laadun katsotaan heikenty-

neen, tulee verkonhaltijan keskimääräisen sähkön laadun tasoa arvioida vertailemalla sitä vastaavantyyppisiin verkonhaltijoihin kappaleen 6.1.2 mukaisesti, jotta voidaan arvioida kuinka hyvällä tasolla verkonhaltijan keskimääräinen sähkön laatu on. Keskimääräisten sähkön laadun mittareiden osoittaessa mahdollista kehittämisvelvollisuuden laiminlyöntiä voidaan verkonhaltija ottaa tarkempaan yhtiökohtaiseen tarkasteluun.

6.1.2 Vertailu muihin verkonhaltijoihin

Vertailemalla sähköverkon toimitusvarmuutta verkonhaltijoiden kesken voidaan arvioida verkonhaltijan sähköverkon toimitusvarmuuden tasoa. Tämä edellyttää sitä, että verkonhaltijoiden verkot ovat riittävän samankaltaiset, jotta keskimääräinen verkon keskeytyksistä aiheutunut haitta on vertailukelpoinen verkonhaltijoiden välillä. Esimerkiksi kaupunki- ja maaseutupainotteisten verkonhaltijoiden verkot eroavat rakenteeltaan toisistaan merkittävästi, jolloin myös keskeytyslukemat ovat hyvin erityyppiset.

Kuvassa 6.5 on esitetty seitsemän suurimman maaseutumaisen verkonhaltijan vuosittaisen KAH:n ja loppukäyttäjille luovutetun sähköenergian suhteen kehitys vuodesta 2005 vuoteen 2011. Kuvassa KAH-arvot on painotettu loppukäyttäjille luovutetun sähköenergian mukaisesti, jotta verkonhaltijoiden KAH-arvot saadaan vertailukelpoisemmiksi. KAH-arvot on siirretty vuoden 2012 rahanarvoon rakennuskustannusindeksin mukaisesti. Kuvissa 6.3 ja 6.5 samat verkonhaltijat on esitetty vastaavilla väreillä.



Kuva 6.5. Seitsemän suurimman maaseutumaisen verkonhaltijan KAH suhteessa verkosta luovutettuun sähköenergiaan vuosina 2005-2011.

Kuvasta 6.5 nähdään, että samankaltaisten verkonhaltijoiden löytäminen on hankalaa, sillä verkonhaltijoiden verkot ovat erityyppisiä keskenään, minkä lisäksi ne toimivat erilaisissa ympäristöissä. Teoriassa huonosti verkkoaan hoitavalla verkonhaltijalla KAH:n suhde luovutettuun energiaan tulisi keskimääräisesti olla korkeampi kuin hyvin verkkoaan hoitavilla verkonhaltijoilla.

Kuvan 6.5 mukaisesti muutama suuri maaseutuyhtiö selvisi vuosien 2010 ja 2011 myrskyistä lähes kokonaan vikaantumatta, kun taas muutamalle verkonhaltijalle ne aiheuttivat merkittäviä haittoja. Tämä herättää ajatuksen, että niin sanottuina normaaleina häiriövuosinakin sään paikallisilla eroilla saattaa olla merkittävä vaikutus verkon keskimääräiseen toimitusvarmuuteen. Toisaalta syntyneiden haittojen syynä voi olla myös verkonhaltijan kehittämisvelvollisuuden laiminlyönnin seurauksena heikentynyt verkko, joka vikaantuu herkemmin sään vaikutuksesta. Koska verkkojen häiriöt riippuvat tuntemattomassa suhteessa sekä sään vaikutuksesta että verkon kunnosta, verkonhaltijoiden keskinäinen vertailu on tehtävä varauksella ja mahdollinen kehittämisvelvollisuuden tarkastelu on tehtävä tarkemmista tiedoista tapauskohtaisemmin. Tarkempia tietoja voivat olla esimerkiksi käyttöpaikkakohtaiset keskeytyslukemat sekä verkon ikä ja investointitiedot ongelma-alueilta. Verkonhaltijoiden välisestä vertailusta voidaan kuitenkin löytää mahdolliset ongelmayhtiöt, joilla saattaa olla puutteita kehittämisvelvollisuuden täyttämässä ja jotka on siten otettava tarkempaan tarkasteluun.

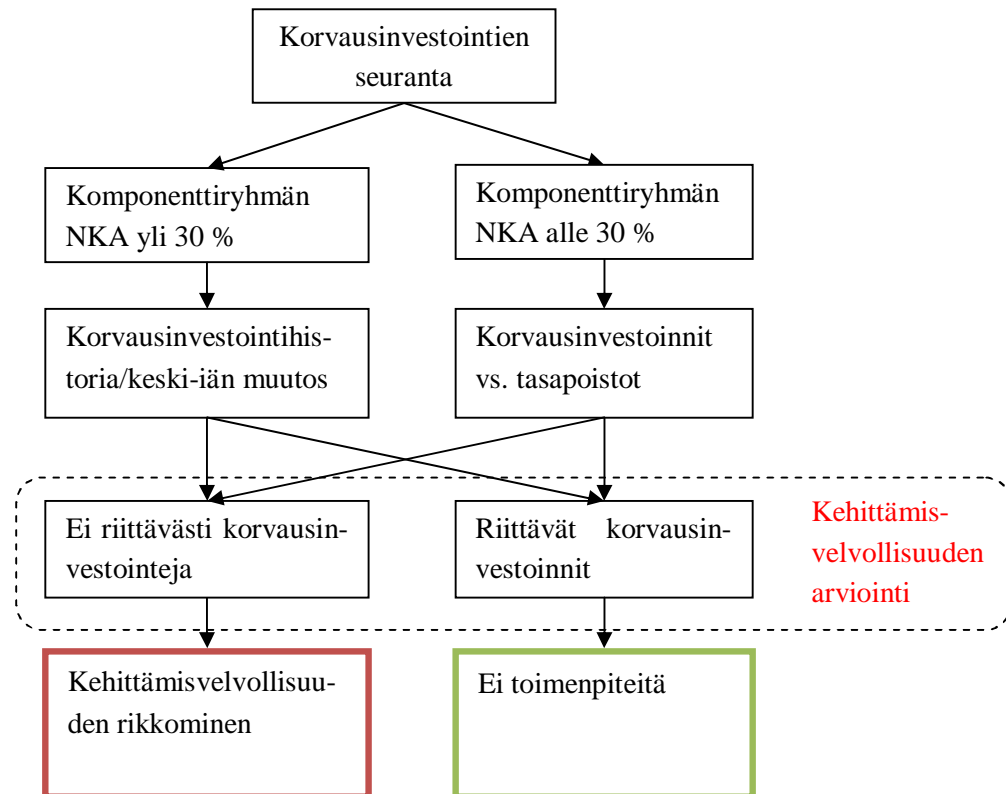
6.2 Korvausinvestointien valvonta

Korvausinvestointien riittävyyttä voidaan arvioida vertailemalla niitä verkonhaltijan jälleenhankinta-arvosta laskettuun vuotuiseen tasapoistoon, joka kuvaa kuinka paljon verkkoa olisi keskimäärin uusittava vuodessa, jotta verkko ei vanhenisi. Toisaalta myös verkon keski-ikä on otettava huomioon korvausinvestointeja arvioitaessa, sillä vanhaan verkkoon kohdistuva korvausinvestointipaine on suurempi kuin keski-ikänsä nuorella sähköverkolla. EMV:n valvontamenetelmien pohjalta luonnolliseksi alarajaksi korvausinvestointien jatkuvalle seuraamiselle muodostui 30 % nykykäyttöarvotaso. Tätä alhaisempien verkkojen katsotaan olevan niin vanhaa, että korvausinvestointien on aina ylitettävä verkonarvosta laskettu tasapoisto, jotta verkkoa saadaan uusittua riittävästi. Tarkemmat perustelut tason määrittelylle on esitetty luvussa 6.2.1.

Korvausinvestointeja on syytä seurata komponenttiryhmittäin, jotta mahdolliset laiminlyönnit tulevat paremmin esiin. On myös huomattava, että esimerkiksi keskijänniteverkon maakaapelit ja ilmajohdot on laskettava samaan komponenttiryhmään, jotta korvausinvestointeja voidaan verrata tasapoistoihin, sillä ikääntyneitä ilmajohtoja usein korvataan maakaapeleilla.

Korvausinvestointien 30 % alarajan lisäksi on syytä seurata myös uudemman verkon korvausinvestointitasoja. Riittävän korvausinvestointitason seuranta on tällöin tehtävä pidemmällä aikavälillä, jolloin nähdään kuinka suuri on todellinen keskimääräinen korvausinvestointitaso verrattuna verkon tasapoiston määrittämästä riittävästä keskimääräisestä korvausinvestointitasosta. Tällöin on otettava huomioon myös verkon keski-ikä, jonka avulla voidaan arvioida verkon korvausinvestointitarvetta. Tarkemmin korvausinvestointien historiatietojen seuraamisesta kerrotaan luvussa 6.2.2.

Kehittämisvelvollisuuden toteutumisen arviointi korvausinvestointien osalta voitaisiin siis tehdä kuvan 6.6 mukaisesti.



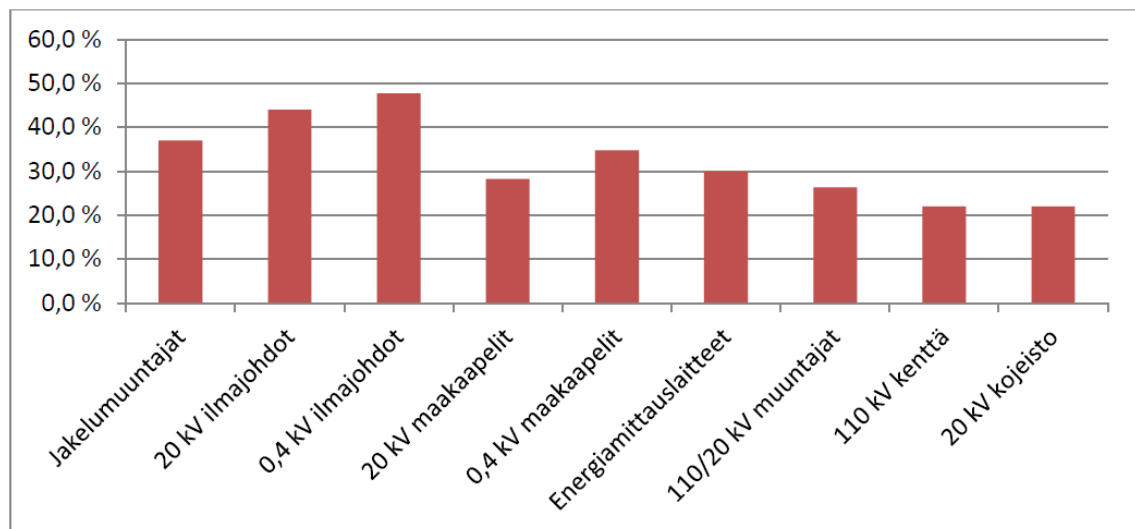
Kuva 6.6. Korvausinvestointien valvonta.

Kuvan 6.6 mukaisesti vertailu tehtäisiin verkonhaltijoittain komponenttiryhmäkohtaisesti. Komponenttiryhmän nykykäyttöarvon ollessa alle 30 % voitaisiin korvausinvestointeja vertailla suoraan verkonarvosta laskettuun tasapoistoon, jolloin korvausinvestointien tulisi olla tasapoistoja suurempi, jotta kehittämismvelvollisuus vaatimus toteutuu. Vastaavasti, jos komponenttiryhmän nykykäyttöarvo on yli 30 %, tulee kehittämismvelvollisuuden toteutumista arvioida komponenttiryhmän keski-ikä muodostaman korvausinvestointitarpeen ja toteutuneiden korvausinvestointien suhdetta.

6.2.1 Verkon ikätietojen seuranta

EMV alkoi kolmannella valvontajaksolla käyttää keski-ikä tietoja verkon nykykäyttöarvon määrittämisessä. Toisella valvontajaksolla käytetty tasapoistoihin perustunut menetelmä määrittelee nykykäyttöarvon osittain virheellisesti, koska tällöin yksittäisen komponentin osalta NKA voi mennä jopa negatiiviseksi, mikäli se ylittää pitoaikansa. Keski-ikä tietoja hyödyntämällä yksittäisten komponenttien NKA on vähintään nolla, kun komponentin ikä ylittää pitoajan. Tällöin pitoajan ylittäneet yksittäiset komponentit eivät vaikuta negatiivisesti komponentin NKA:oon.

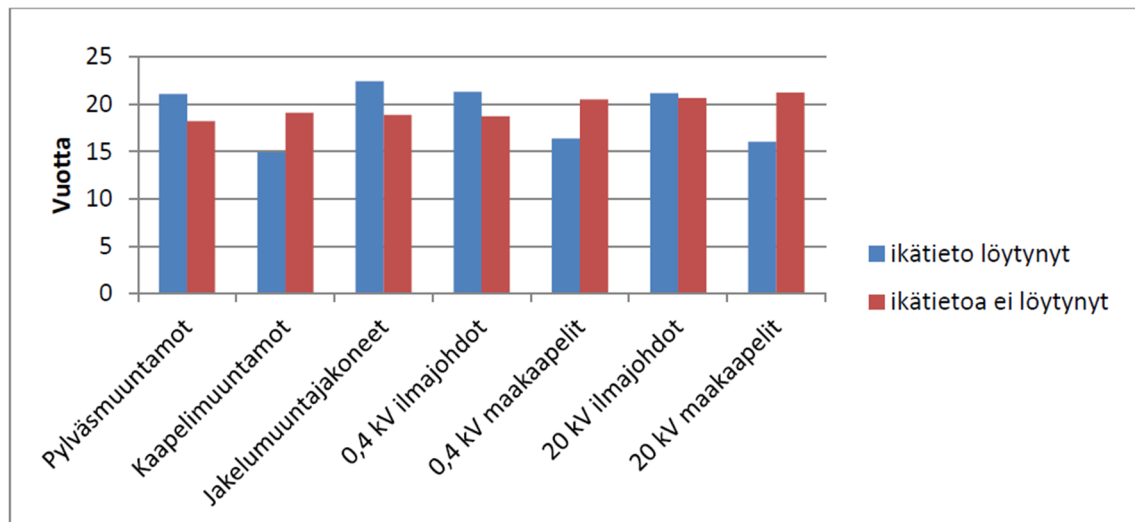
Komponenttien keski-ikä määriteltiin edellisen kerran vuonna 2005. Niiden komponenttien, joiden ikätiedot eivät olleet saatavilla, keski-ikä määriteltiin siten, että komponentin nykykäyttöarvoksi tuli 50 % eli keski-ikäksi saatiin puolet pitoajasta. Kuvan 6.7 mukaan komponenttiryhmästä riippuen noin 21–48 %:lla verkonhaltijoista ei ollut ikä tietoja saatavilla vuonna 2005.



Kuva 6.7. Verkonhaltijoiden osuus, joilla ei ollut ikätietoja saatavilla komponenttiryhmästä vuonna 2005.[34]

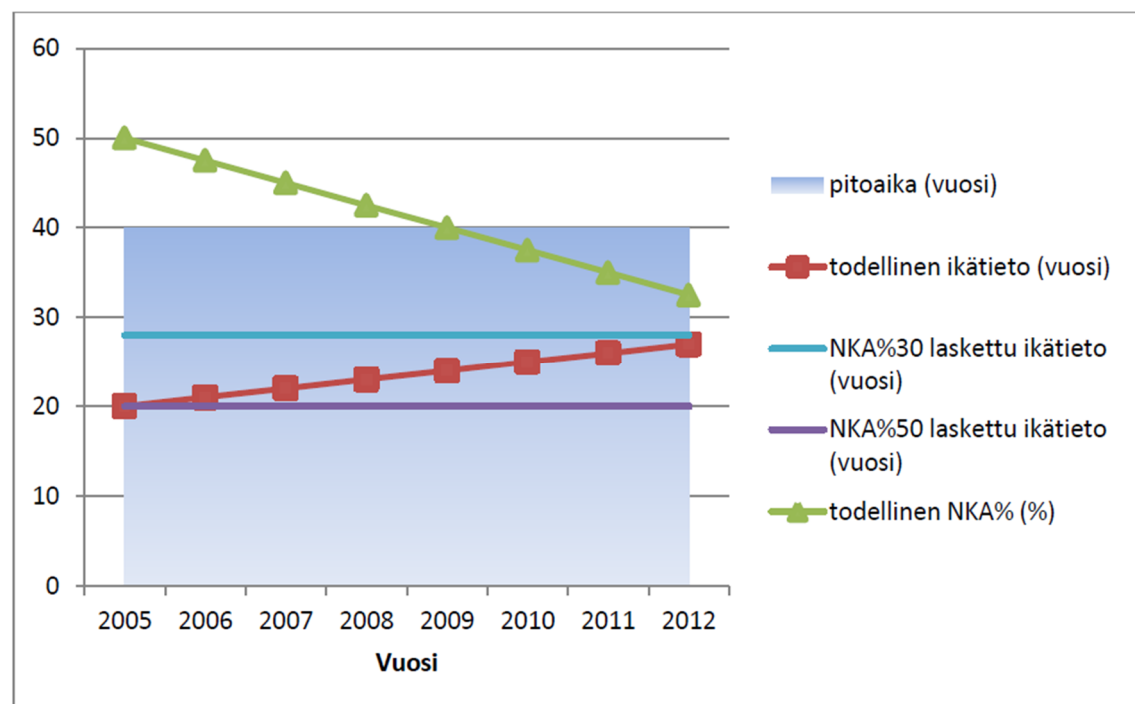
Kuvan 6.7 mukaisesti komponenttien ikätiedot eivät olleet vuonna 2005 kattavasti verkonhaltijoiden tiedossa. ”Maakaapeloinnin kaivuolosuhteiden määrittäminen ja verkkokomponenttien keski-ikä tietojen käyttö verkonarvon määrittämisessä” – tutkimuksen mukaan kuitenkin keski-ikä tietojen saatavuus on parantunut huomattavasti vuodesta 2005 ja kolmannella valvontajaksolla keski-ikä on siten voitu määrittää todenmukaisemmin [35]. Komponenttien ikätietoja on syytä kerätä mahdollisimman todenmukaisesti ja niitä tulee tarkastella kriittisesti, sillä niillä on suuri vaikutus niin kehittämisvelvollisuuden valvonnassa kuin verkonhaltijan verkon nykykäyttöarvosta lasketussa kohtuullisessa tuotossa, joka vaikuttaa suoraan verkonhaltijan tulokseen.

Kuvasta 6.8 on esitetty vuonna 2005 määritettyjen keski-ikäien suhde 50 % NKA:sta laskettuihin keski-ikäisiin. Kuvasta nähdään, että joissain komponenttiryhmissä komponenttien, joiden ikää ei tiedetty, keski-ikä on jopa alhaisempi kuin komponenttien, joiden iät olivat tiedossa. Koska nuorempien komponenttien ikätiedot ovat yleisesti paremmin tiedossa ja koska tiedetään, että valtaosa Suomen sähköverkosta on rakennettu 60–70-luvulla, tulisi komponenttien keski-ikä tietojen olla korkeammat. Tästä voidaan päätellä, että vuonna 2005 määritetty 50 % keski-ikä tuntemattomille komponenteille ei ole ainakaan ollut liian korkea komponenttien todelliseen ikään nähden ja menetelmä on saattanut määrittää osalle verkonhaltijoista todellista suuremman verkon NKA:n.



Kuva 6.8. Todelliset keski-ikä tiedot verrattuna nykykäyttöarvoprosentilla (50 %) lasketuihin ikätietoihin vuonna 2005.[34]

Vuonna 2012 ei voida kuitenkaan käyttää enää 50 % keski-ikää ikätiedottomille komponenteille, sillä verkko on vanhentunut vuodesta 2005 seitsemän vuotta. Sen myötä komponentteja, joiden keski-ikä tietoja ei ole saatavilla, tulee ikätietojen osalta päivittää ikääntymisen mukaisesti. Kuvassa 6.9 on esitetty ikätiedottomien komponenttien keski-ikä ja NKA%:n muutos vuodesta 2005 vuoteen 2012. Pitoaikana kuvaajassa on käytetty 40 vuotta, mikä on kaikkien verkonhaltijoiden eri verkkokomponenttien pitoaikojen keski-ikä ja mediaani. [34]

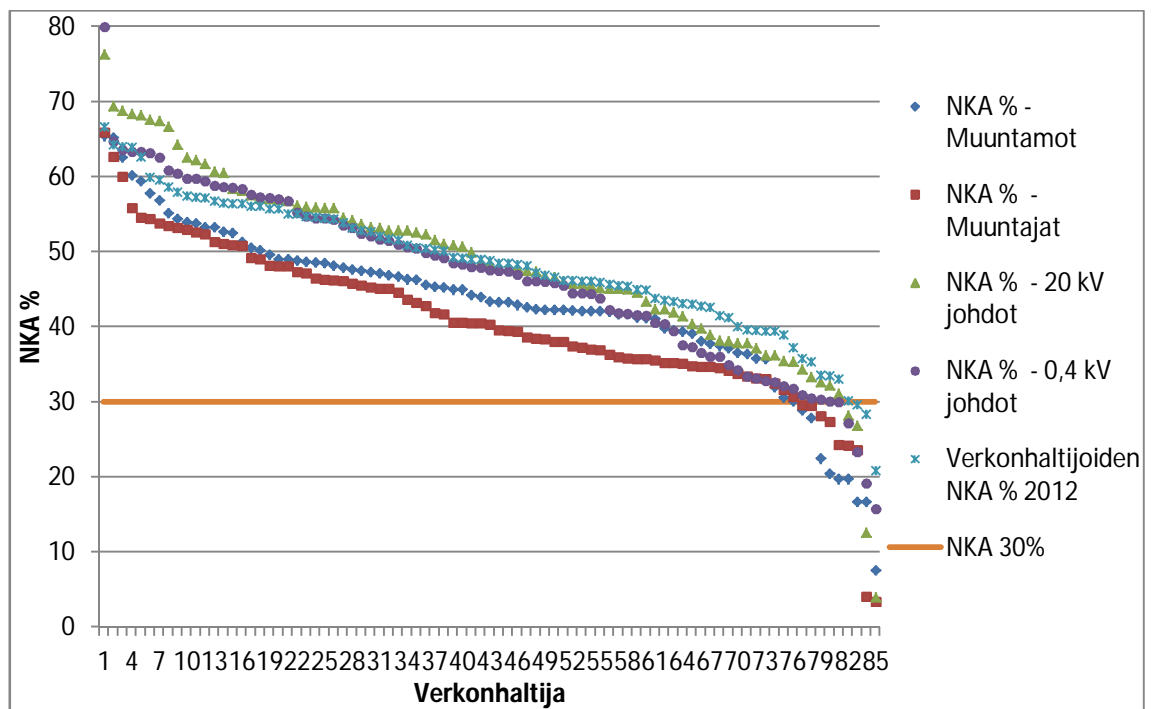


Kuva 6.9. Eri nykykäyttöarvoprosenteilla laskettujen ikätietojen vertailu ja nykykäyttöarvon sekä ikätietojen kehitys vuodesta 2005 vuoteen 2012 [34].

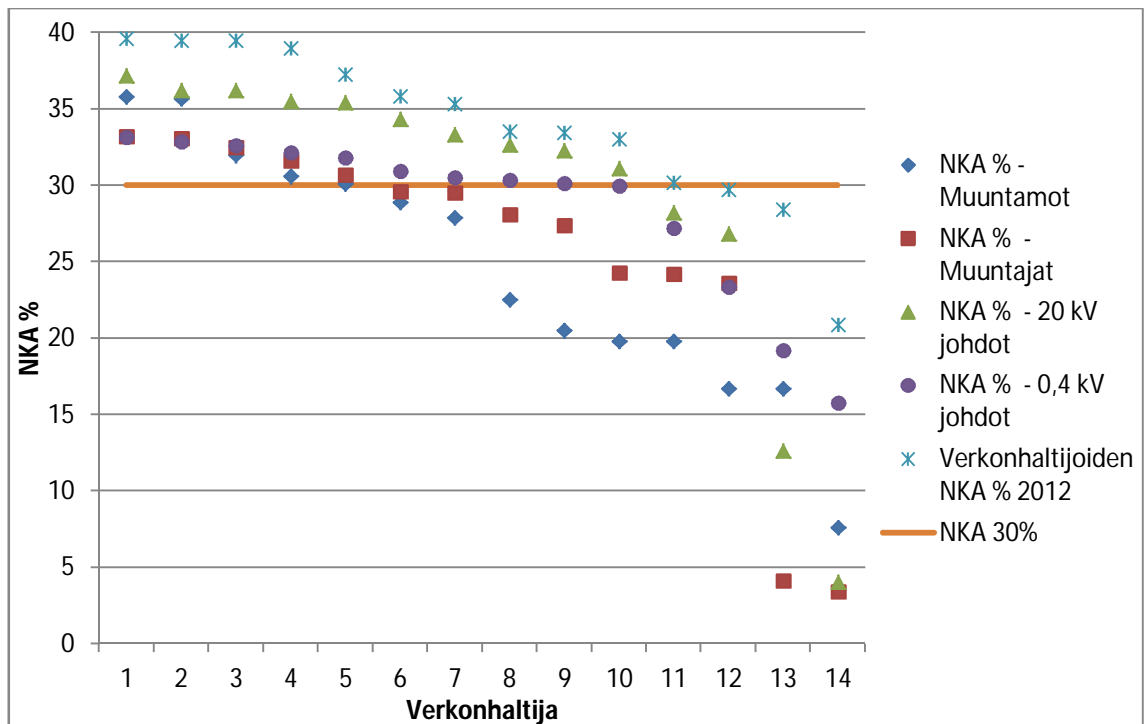
Kuvan 6.9 mukaisesti ikätiedon kasvaessa vuoden NKA% pienenee 2,5 %. Tällöin seitsemässä vuodessa keski-ikä nousee 27 vuoteen ja NKA% pienenee 32,5 prosenttiin. Tästä syystä kolmannella valvontajaksolla niille yksittäisille verkkokomponenteille, joiden ikätieto ei ole tiedossa, sovelletaan 30 %:n nykykäyttöarvoa ja keski-ikä määritellään sen mukaan.

Käyttämällä verkonarvonmäärityksessä todellisia keski-ikä tietoja saadaan verkon nykykäyttöarvo vastaamaan paremmin todellista tilannetta ja päästään entistä tarkempaan ja oikeudenmukaisempaan lopputulokseen. Vastaavasti myös kehittämisvelvollisuuden arvioinnista korvausinvestointien ja ikätietojen kautta tulee tarkempaa ja oikeudenmukaisempaa. [34]

Komponenttiryhmän, jonka NKA% on joko 30 % tai alle, on suurimmaksi osaksi hyvin vanhaa verkkoa, josta osa on todennäköisesti ylittänyt pitoaikansa ja tällöin se voidaan perustellusti korvata uudella. Tällöin kyseiseen komponenttiryhmään kohdistuu merkittävästi korvausinvestointipainetta. Jotta verkko uusiutuisi, tulisi korvausinvestointitasen oltava vähintään verkon JHA:sta lasketun tasapoiston verran. Kuvassa 6.10 on esitetty jakeluverkonhaltijoiden vuoden 2012 jakelumuuntamoiden, jakelumuuntajien, keski- ja pienjännitejohtojen nykykäyttöarvoprosentit. Vastaavasti kuvassa 6.11 on tarkennettuna kuvan 6.10 alle 30 % nykykäyttöarvon alue.



Kuva 6.10. Jakeluverkonhaltijoiden nykykäyttöarvoprosentit.



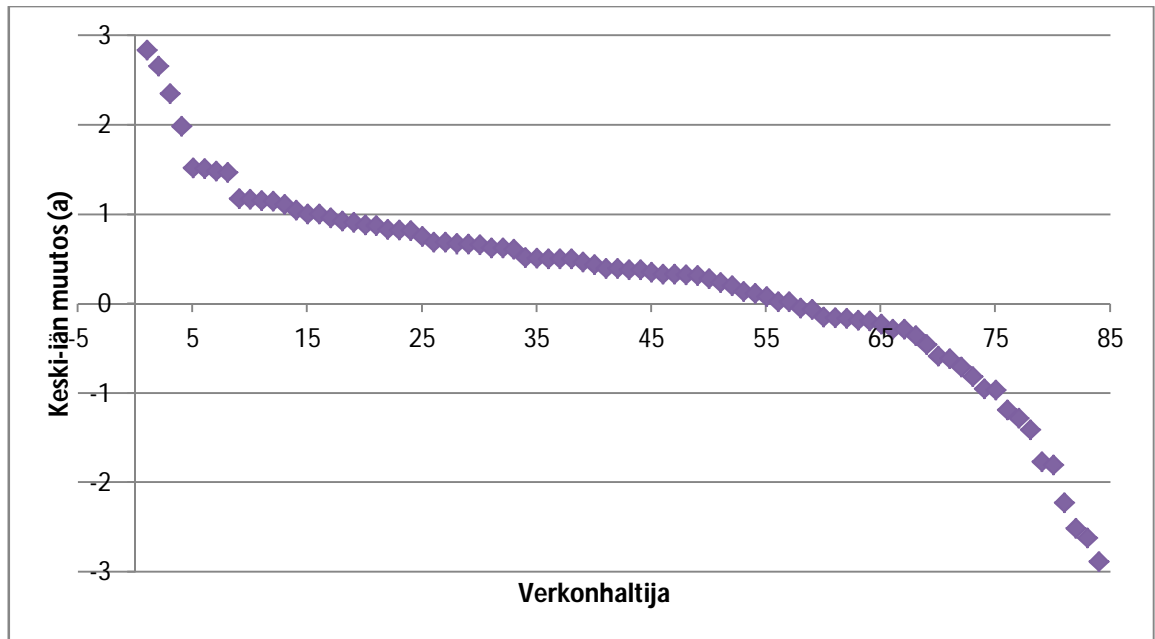
Kuva 6.11. Alle 30 %:n nykykäyttöarvot.

Kuvien mukaisesti komponenttiryhmästä riippuen noin 6-10 verkonhaltijalla NKA% on 30 % tai alle. Verkonhaltijoiden korvausinvestointeja tulisi siis erityisesti seurata näiden komponenttiryhmiä osalta. Uudempaa verkkoa omistavat verkonhaltijat pääsivät siten vähemmällä verkon kunnossapidon valvonnassa.

6.2.2 Korvausinvestointien historiadata

Kehittämismallisuuden näkökulmasta nykykäyttöarvon 30 % tason valvonta yksinään ei ole riittävää, sillä se antaisi verkonhaltijoiden tiputtaa verkon nykykäyttöarvonsa 30 prosenttiin jälleenhankinta-arvosta ennen kuin korvausinvestointeja alettaisiin seurata, mikä osaltaan saattaisi johtaa kehittämismallisuuden laiminlyöntiin korvausinvestointien osalta. Tästä syystä korvausinvestointeja ja komponenttien keski-ikä tietoja on seurattava pidemmällä aikavälillä.

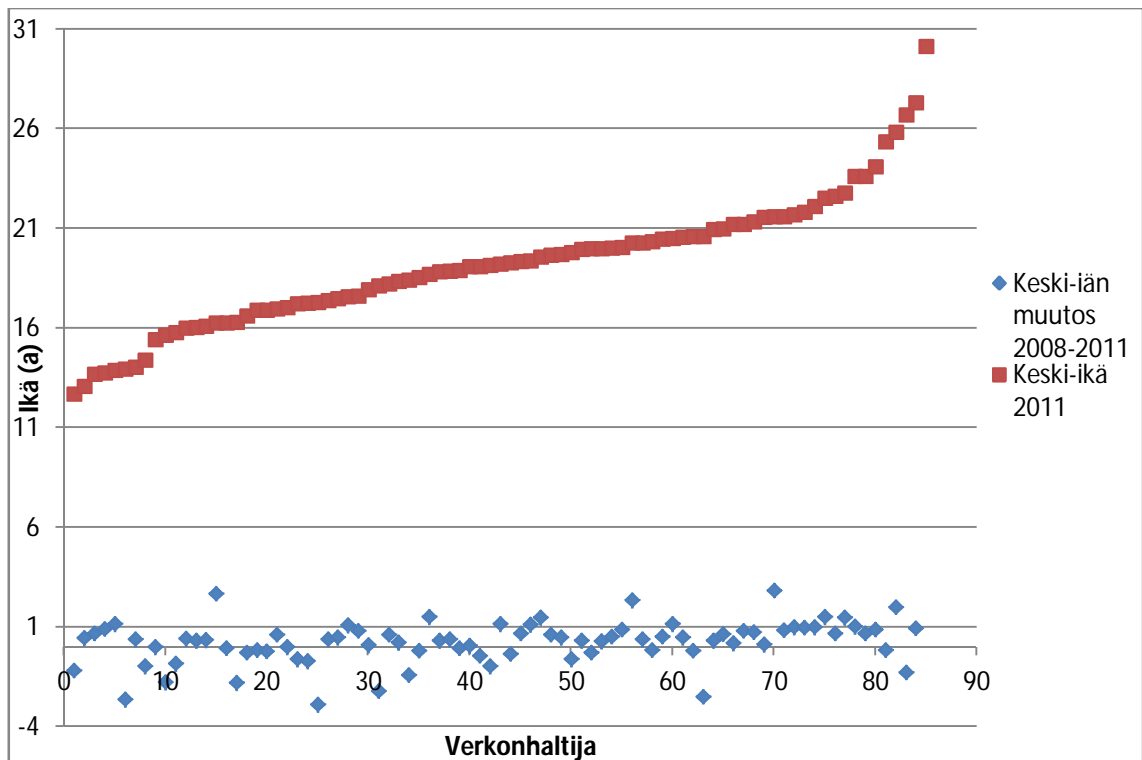
Kuvassa 6.12 on esitetty jakeluverkonhaltijoiden verkon keski-ikä muutos vuodesta 2008 vuoteen 2011. Keski-ikä ovat laskettu EMV:lle toimitetuista verkonhaltijoiden nykykäyttöarvoista, jotka eivät vastaa täysin todellisia keski-ikä perustelumuistion mukaan [34], mutta antavat suuntaa verkon kehityssuunnasta. EMV alkoi vuodesta 2012 kerätä komponenttien todellisia keski-ikä tietoja, joita voidaan tulevaisuudessa hyödyntää täsmällisemmässä keski-ikä muutoksen arvioinnissa.



Kuva 6.12. Jakeluverkkojen keski-ikä muutos vuosina 2008-2011.

Kuvan 6.12 mukaisesti vertailluista jakeluverkonhaltijoista 68 %:lla verkon keski-ikä on kasvanut eli verkko on vanhentunut nopeammin kuin mitä sitä on uusittu kyseisen kolmen vuoden aikana. Muutamilla verkonhaltijoilla koko verkko on vanhentunut jopa lähes kolme vuotta kolmen vuoden aikana, mikä kertoo hyvin matalasta korvausinvestointitasosta.

Pidemmän aikavälin toteutunutta korvausinvestointitasoa (esimerkiksi viiden vuoden ajalta) voidaan verrata komponenttiryhmän keski-ikään, joista voidaan päätellä onko korvausinvestointeja tehty riittävästi kehittämisvelvollisuuden näkökulmasta. Hyvin uudessa verkossa edellä mainittu tilanne, jossa verkko vanhenee kolme vuotta kolmessa vuodessa voi olla mahdollinen, eikä tällöin voitaisi katsoa verkonhaltijan rikkoneen kehittämisvelvollisuuttaan. Korvausinvestointitarve voidaan siis määritellä komponenttiryhmän keski-ikä ja siinä tapahtuneiden muutosten mukaan. Kuvassa 6.13 on esitetty jakeluverkonhaltijoiden koko verkon keski-ikä vuonna 2011 ja keski-ikä muutos vuosina 2008–2011. Keski-ikä on laskettu verkon nykykäyttöarvoista.

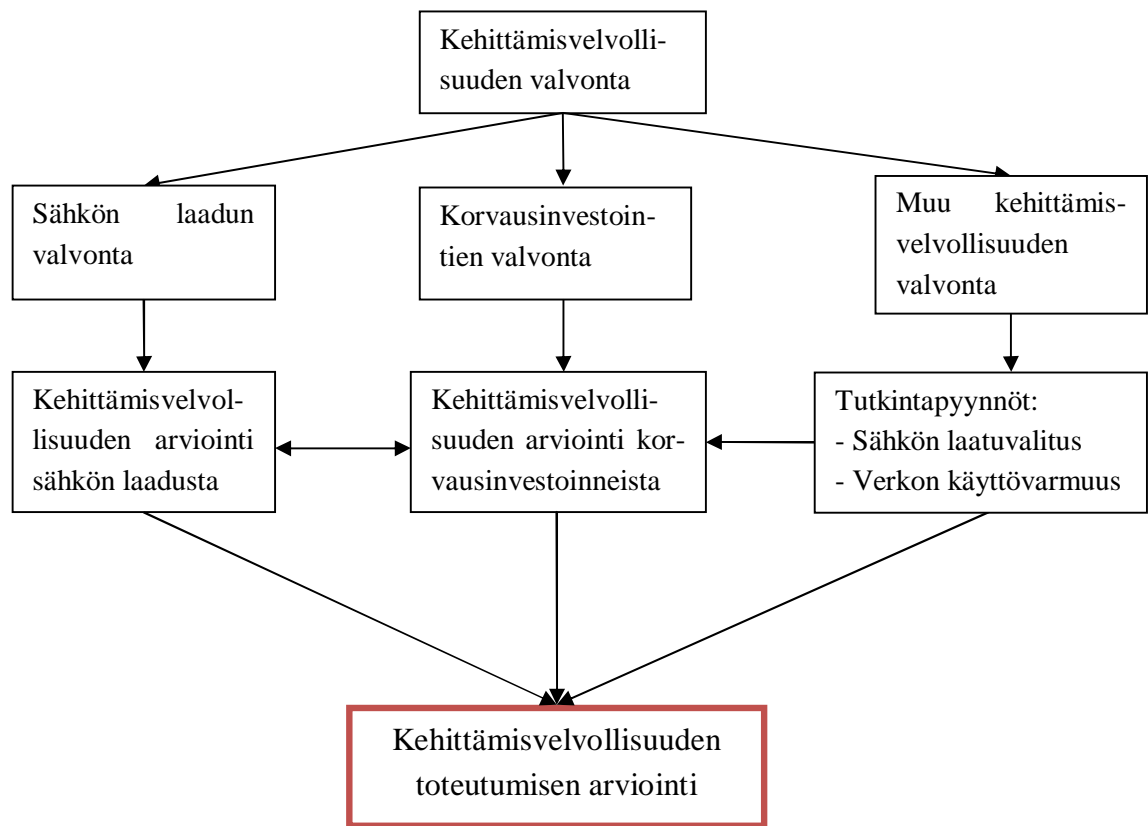


Kuva 6.13. Jakeluverkkojen keski-ikä verrattuna keski-ian muutokseen vuosina 2008-2011.

Kuvan 6.13 mukaisesti voidaan arvioida kehittämisvelvollisuuden toteutumista verkon keski-ian ja sen muutoksen avulla. Esimerkiksi tilanteessa, jossa verkon keski-ikä on yli 25 vuotta, tulisi verkkoon tehdä huomattavasti enemmän korvausinvestointeja. Kuitenkin suurimmalla osalla näistäkin verkonhaltijoista keski-ikä on noussut eli todennäköisesti korvausinvestointeja ei ole tehty riittävästi. Kehittämisvelvollisuutta arvioitaessa vastaavanlainen vertailu voitaisiin tehdä verkonhaltijoille komponenttiryhmäkohtaisesti ja arvioida siten kehittämisvelvollisuuden toteutumista tarkemmin korvausinvestointien osalta.

6.3 Mittareiden vertailu

Kehittämisvelvollisuuden valvontaa on syytä tehdä sekä sähkön laadun että verkon ylläpidon näkökulmasta. Menetelmät sitoutuvat luonnollisesti toisiinsa, koska useimmiten sähkön laatu on huono alueilla, joissa verkko on vanhaa eikä ylläpitäviä korvausinvestointeja ole suoritettu. Kehittämisvelvollisuuden toteutumista arvioitaessa on siis syytä vertailla verkonhaltijan kehittämisvelvollisuuden toteutumisen mittareita toisiinsa. Vastaavasti tapauskohtaisissa tilanteissa tulee arvioida sekä alueen sähkön laatua että alueen verkon kuntoa ja investointimääriä, jotta kehittämisvelvollisuuden toteutumista voidaan luotettavasti arvioida. Siten myös yksittäisistä tutkintapyynnöistä tehtäviä kehittämisvelvollisuuden tapauskohtaisia arvioita tehdessä voidaan hyödyntää sekä sähkön laadun että ylläpidon osoittamaa kehittämisvelvollisuuden toteutumisen tasoa. Yhdistettyä kehittämisvelvollisuuden valvontaa on pyritty selventämään kuvassa 6.14.



Kuva 6.14. Kehittämismvelvollisuuden valvonta.

Kuvan 6.14 mukaisesti kehittämismvelvollisuuden toteutumista arvioitaessa sähkön laatua ja tehtyjä investointeja tulee verrata toisiinsa, jotta voidaan arvioida onko esimerkiksi huonontunut sähkön laatu aiheutunut riittämättömistä verkkoinvestoinneista. Etenkin pienemmillä alueilla esimerkiksi laatuvaalitusten pohjalta tehdyissä tarkaste- luissa sähkön laadun ja tehtyjen investointien perusteella voidaan arvioida kehittämismvelvollisuuden toteutumista.

7 VERKKOVALVONNAN JATKOKEHITYS- MAHDOLLISUUDET

Kehittämismahdollisuuden jatkokehittämisessä tärkeimpänä esille tulevat käyttöpaikkakohtaiset tunnusluvut, joita käsitellään luvussa 7.1. Käyttöpaikkakohtaiset tunnusluvut kertovat tarkemmin sähkön laadun vaihtelusta verkonhaltijan alueella, jolloin niistä voidaan yksityiskohtaisemmin arvioida kehittämismahdollisuuden toteutuminen verkonhaltijan alueella.

Valvonnassa käytettävät tunnusluvut kuten keskeytystiedot ja verkkokomponenttien ikätiedot vaikuttavat merkittävästi sekä kehittämismahdollisuuden toteutumisen valvontaan että verkonhaltijan verkkotoiminnasta saamaan tuottoon, mistä syystä kerättäviin tietoihin tulee suhtautua kriittisesti. Valvonnassa käytettävien lukujen luotettavuuden jatkokehityksestä kerrotaan tarkemmin luvussa 7.2.

Sähkömarkkinalain muutosehdotuksen mukaan tulevien sähköverkon toimitusvarmuuskriteerien täyttämiseksi verkonhaltijoiden verkon kehittämissuunnitelmia on tarkoitus alkaa jatkossa keräämään. Vertailemalla kehittämissuunnitelmia verkon investointitasoihin, ikätietoihin sekä keskeytystietoihin voitaisiin arvioida kehittämissuunnitelmien mukaisten toimenpiteiden riittävyttä toimitusvarmuuskriteerien ja kehittämismahdollisuuden toteutumisen täyttymiseksi. Kehittämissuunnitelmista kerrotaan tarkemmin luvussa 7.3

Muita kehittämismahdollisuuksia käydään läpi luvussa 7.4. Tällaisia ovat esimerkiksi sähkön laatustandardien kehittäminen, sillä nykyinen laatustandardi ei määrittele riittävällä tarkkuudella odotettavissa olevaa sähkön laatua erityyppisillä alueilla keskeytysten osalta.

7.1 Käyttöpaikkakohtaiset tunnusluvut

Käyttöpaikkakohtaisten tunnuslukujen seuraaminen edellyttää asiakaskohtaista seurantaa ja tilastointia. Etäluettavat mittarit, joihin on liitetty myös laadunseurantaa, mahdollistavat tulevaisuudessa myös keskeytystietojen käyttöpaikkakohtaisemman keräämisen myös pienjännitevikojen osalta. Keskeytysten jaottelu vikakeskeytyksiin ja suunniteluihin keskeytyksiin on kuitenkin tehtävä erikseen, sillä mittarit eivät tunnista eroa keskeytysten välillä. ET alkaa jatkossa kerätä käyttöpaikkakohtaisia tunnuslukuja luvussa 7.1.1 käsitellyn ohjeen mukaisesti. Mikäli EMV alkaa kerätä käyttöpaikkakohtaisia tunnuslukuja, tulisi tietojen keräyksen olla yhtenäinen ET:n keräämien tietojen kanssa, jotta verkonhaltijat välttyvät ylimääräiseltä työltä. Nykyisin EMV ja ET keräävät verkonhaltijoilta eri tiedot sähkönjakelun keskeytyksistä. Mikäli käyttöpaikkakohtaisten keskey-

tyslukemien kerääminen osoittautuu liian vaativaksi verkonhaltijoille, tulee keskeytystunnuslukuja kuitenkin kehittää, jotta voidaan seurata lain määäämien 6 ja 24/36 tunnin ylityksiä. Sen lisäksi tunnuslukuja voisi kehittää esimerkiksi siten, että valvottaisiin ainakin verkon keskimääääistä vikataajuutta, jotta saadaan lisätietoa verkkojen luotettavuudesta. Samoin CEMI -tunnusluku, joka kuvaa paljon keskeytyksiä kärsivien asiakkaiden määrää, antaisi hyvin kuvaa kehittämisvelvollisuuden tasapuolisesta toteutumisesta verkonhaltijan alueella.

Verkkovalvontaa on jatkuvasti kehitettävä tarkemmaksi ja todenmukaisemmaksi. Käyttöpaikkakohtaisten tunnuslukujen eli keskeytys-, sähkönkulutus- ja paikkatietojen pohjalta voitaisiin verkkovalvontaa viedä seuraavalle tasolle. Käyttöpaikkakohtaisten tunnuslukujen avulla kehittämisvelvollisuuden toteutumisesta voitaisiin valvoa yksityiskohtaisemmin verkonhaltijan alueella. Käyttöpaikkakohtaisilla tunnusluvuilla voitaisiin myös todenmukaisemmin määritellä keskeytyksistä aiheutuneen haitan suuruus, koska haitta voidaan laskea jokaisen käyttöpaikan mukaan nykyisen energiapainotuksilla lasketun KAH:n sijaan. Keskeytyksistä aiheutuneen haitan mahdollista jatkokehittämistä käydään läpi luvussa 7.1.2

7.1.1 Energiateollisuuden keskeytystilastointi

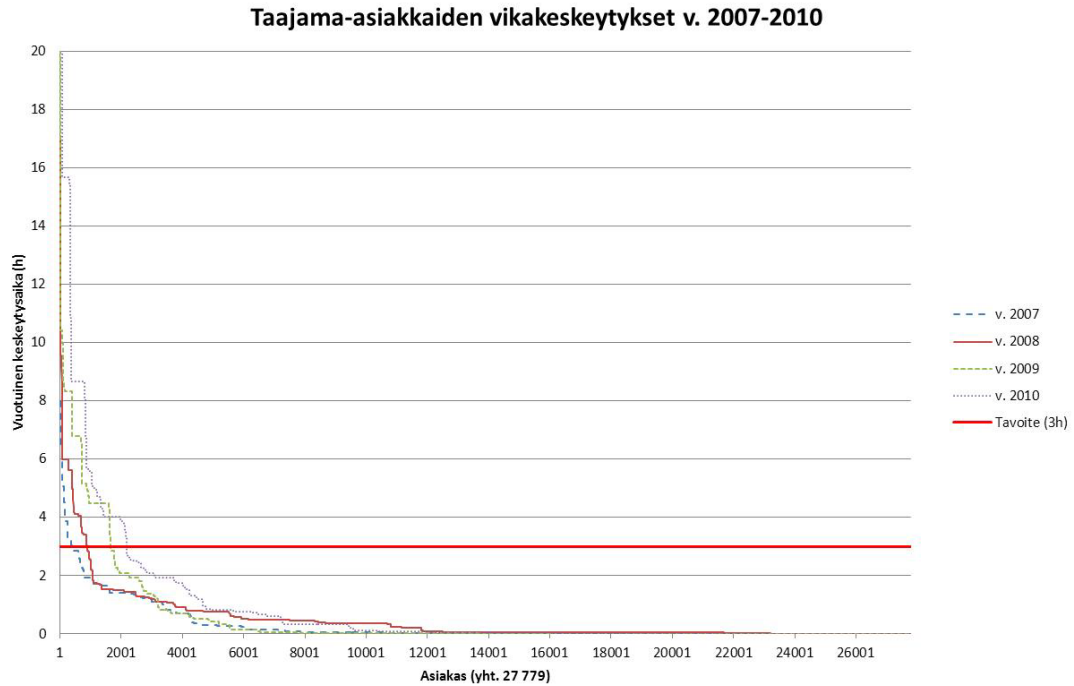
ET on vuodesta 2005 kerännyt jäsenverkonhaltijoiltaan käyttöpaikkakohtaisia keskeytystilastoja, jotka sisältävät sähkön laatutietoja yksityiskohtaisemmin kuin EMV:n keräämät keskimääääiset keskeytystilastot. ET parhaillaan päivittää tilastointiohjettaan kattamaan myös pienjänniteverkossa syntyvät viat. ET:n keskeytystilasto-ohje 2012 mukaan kaikki keskeytykset tilastoidaan taulukon 7.1 mukaisesti rivitietoina siten, että jokaisesta keskeytyksestä kirjataan vian keskeytyslaji, vian keskeytyksen aiheuttaja, vian sijainti, vikatyyppe, johtolähdön kaapelointiaste, keskeytyksen ajankohta, kestoaiika sekä keskeytystä koskevien käyttöpaikkojen lukumääää, toimittamatta jäänyt energia ja keskeytyksestä aiheutunut haitta KAH. [9]

kuten yksittäisissä muuntopiireissä. Tämä myös vähentäisi keskeytystilastoinnin aiheuttamaa työtä verkkohaltijoilla, sillä nykyisin verkkohaltijat ilmoittavat keskenään erilaiset keskeytystilastot ET:lle ja EMV:lle.

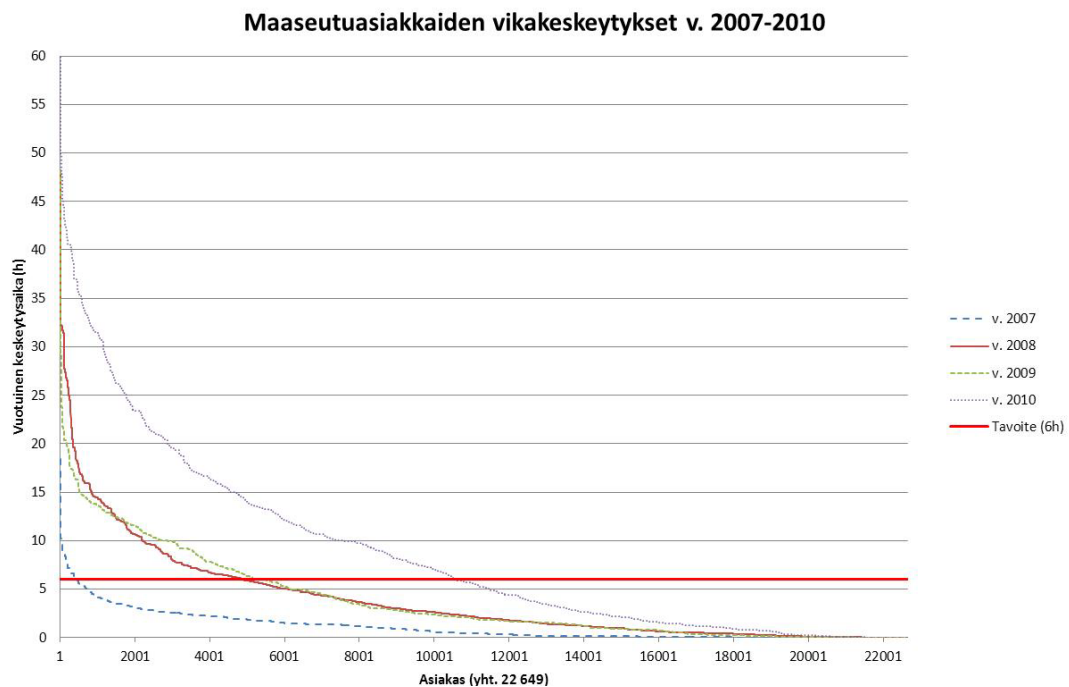
Keskeytystilastoja voi olla perusteltua tarkastella useammalta vuodelta, jotta keskeytysdatasta saadaan tehtyä oikeita johtopäätöksiä kehittämisvelvollisuuden osalta. Kuvissa 7.1, 7.2 ja 7.3 esimerkiverkonhaltijan asiakkaat on jaoteltu ET:n toimitusvarmuuskriteeristön mukaisesti CLC-kartta-aineiston (Corine Land Cover) avulla kaupunki-, taajama- ja maaseutuasiakkaisiin ja muodostettu niiden vikakeskeytyskuvaajat vuosilta 2007–2010. Kuvissa on merkittynä myös ET:n toimitusvarmuuskriteeristön vuoden 2030 mukainen tavoitetaso. [7]



Kuva 7.1. Esimerkkiverkonhaltijan kaupunkialueella olevien käyttöpaikkojen keskeytystilastot.[36]



Kuva 7.2. Esimerkkiverkonhaltijan taajama-alueella olevien käyttöpaikkojen keskeytystilastot.[36]



Kuva 7.3. Esimerkkiverkonhaltijan maaseudulla olevien käyttöpaikkojen keskeytystilastot.[36]

Kuvien 7.1, 7.2 ja 7.3 mukaisesta käyttöpaikkakohtaisesta keskeytysjakaumasta nähdään hyvin sekä verkon keskimääräinen keskeytystaso että keskeytysten jakautuminen käyttöpaikkakohtaisesti verkonhaltijan alueella. Myös vuotuiset säätelmiöiden vaihtelut näkyvät erityisesti maaseutuverkon keskeytyslukemissa. Kuvista ja niitä pohjaavista

ta tilastoista voidaan kuitenkin päätellä hyvin käyttöpaikkakohtainen toimitusvarmuus-taso vertailemalla vuosia keskenään. On huomattava, että kuvissa käyttöpaikat on vuositain jaoteltu kuvan selventämiseksi keskeytysajan mukaan eli pitkät keskeytykset eivät välttämättä satu aina samoille käyttöpaikoille.

Kuvista nähdään myös, että TEM:n tulevaisuuden 6/24(36) tunnin toimitusvarmuuskriteerit täyttyvät esimerkkiverkonhaltijalla erinomaisesti, jopa siitä huolimatta, että kuvissa on käsitelty vuotuisia yhteenlaskettuja keskeytysaikoja yksittäisten maksimikeskeytysaikojen sijaan.

7.1.2 Keskeytyksistä aiheutuneen haitan jatkokehitys

Nykymuodossaan luvussa 3.1.2 käsitelty keskeytyksistä aiheutunut haitta arvioidaan käyttämällä verkon keskimääräisiä energiapainotettuja keskeytyslukuja ja kaikille asiakastyypeille yhteisillä keskeytystyypistä aiheutuvan haitan arvoilla. Tällainen KAH-laskenta on tarkkuudeltaan puutteellinen, koska se ei ota huomioon asiakaskunnan rakennetta, eikä vikojen epätasaista jakaantumista. Nykyinen KAH-laskenta antaa hyvän arvion valtakunnallisesta keskimääräisestä KAH:sta, mutta tulevaisuudessa kerättävistä käyttöpaikkakohtaisista keskeytyslukemista KAH voidaan laskea todenmukaisemmin ja tarkemmin käyttöpaikkakohtaisesti, jolloin saadaan muodostettua paremmin verkonhaltijan todellista KAH:ia kuvaava luku. Suuntaa voidaan ottaa luvussa 5.1 esittelystä Norjan ENS-menetelmästä, jossa keskeytyksistä asiakkaalle toimittamatta jäänyt energia lasketaan asiakkaan todellisten keskeytyslukemien ja irtikytkehätkellä olevan tehon mukaan.

Käyttöpaikkakohtaiset tiedot helpottaisivat myös käyttöpaikkojen jakamista tiettyihin asiakastyyppeihin, joille voitaisiin määritellä asiakasryhmäkohtaiset hinnat erityyppisille keskeytyksille. Norjassa käytössä olevassa järjestelmässä asiakkaat on jaettu kuu-teen ryhmään: suurteollisuus, teollisuus, kaupalliset palvelut, julkiset palvelut, maatalous ja asuminen. Keskeytyshinnat riippuvat myös mihin aikaan vuorokaudesta, viikosta ja vuodesta keskeytykset sattuvat.

Ongelmallista Norjan mallin käyttöönotossa on asiakkaiden todenmukainen jaottelu eri asiakasryhmiin. Jaottelu teettää ylimääräistä työtä verkonhaltijoille ja asiakkaiden jakoa oikeisiin asiakasryhmiin on viranomaisen käytännössä mahdotonta valvoa. Myös asiakastyypien keskeytyshintojen arvostus on ongelmallista. Nykyisin määritellyt keskimääräiset hinnat on määritellyt TKK:n ja TTY:n vuonna 2005 tehdyn kattavan Sähköjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta- tutkimuksen mukaisista asiakasryhmäkohtaisista arvoista. Tutkimuksessakin kuitenkin todetaan keskeytyksestä aiheutuvan haitan arvioiden hajonnan olevan melko suurta, jolloin todellisen haitan tietäminen on hyvin hankalaa. Taulukossa 7.3 on esitetty tutkimuksen pohjalta esitetyt asiakasryhmäkohtaiset keskeytyshinnat, mistä näkyy hyvin arvioinnissa syntynyt hajonta. [37]

Taulukko 7.3. Asiakasryhmäkohtaiset keskeytyshinnat.[37]

Asiakasryhmä	Kustannukset €/ kW		Kustannukset €/ kWh	
	1 h	12 h	1 h	12 h
Kotitaloudet	3-10	25-60	3-7	2-5
Loma-asunnot	2-20	48-81	2-17	4-7
Maataloudet	3-16	50-120	3-13	5-11
Palvelut	4-60	25-270	4-47	2-25
Julkinen	5-35	60-450	5-30	5-41
Teollisuus	7-22	50-190	7-20	4-15

7.2 Valvonnassa käytettävien lukujen luotettavuus

Verkkovalvonnassa käytettävät tekniset tunnusluvut ja rakennetiedot määrittävät EMV:n valvontamenetelmien mukaan verkonhaltijan saaman tuoton liiketoiminnalleen. Samalla lukuja käytetään verkonhaltijan velvollisuuksien täyttämisen mittarina. Esimerkiksi kehittämisvelvollisuutta arvioitaessa tarkastellaan verkon komponenttien investointimääriä ja ikätietoja sekä keskeytyslukemia. Näiden lukujen luotettavuus ja todennukaisuus on siis ehdottoman tärkeää oikeudenmukaiselle verkkovalvonnalle.

Verkonhaltijat ilmoittavat nämä lukemat vuosittain EMV:n tarkistettavaksi. Tällä hetkellä tietojen tarkistus perustuu lukujen vertailuun saatavilla olevaan tietoon kuten verkonhaltijan tilinpäätöstietoihin ja muiden verkonhaltijoiden keskeytyslukemiin. Tietoja käydään myös varmistamassa verkonhaltijoilta tarkistuskäynneillä. Tarkistuksista huolimatta tiedot eivät ole täysin virheettömiä johtuen muun muassa tulkintaeroista. Etenkin vuoden 2012 keski-ikä tietoja tarkistettaessa esiin on tullut useita ristiriitoja aikaisempien vuosien tietoihin nähden. Tunnuslukujen ja rakennetietojen suuri merkitys huomioon ottaen näiden tietojen oikeellisuuteen tulee jatkossa keskittyä entistä tarkemmin.

7.3 Kehittämissuunnitelmat

TEM:n ehdotuksen mukaiset toimitusvarmuuskriteerit vaativat useilta verkonhaltijoilta paljon verkostoinvestointeja, minkä takia ehdotuksessa on myös esitelty jakeluverkonhaltijoille pakollinen verkon kehittämissuunnitelma. Kehittämissuunnitelman on sisällettävä toimenpiteet, joiden toteuttaminen johtaa uusien TEM:n ehdotuksen mukaisten toimitusvarmuuskriteerien täyttämiseen ja ylläpitämiseen jakeluverkossa. Kehittämissuunnitelma on päivitettävä kahden vuoden välein ja sen tulee sisältää kahden kalenterivuoden jaksoihin jaoteltuna yksityiskohtaiset toimenpiteet, jotka parantavat järjestelmällisesti ja pitkäjänteisesti jakeluverkon varmuutta ja luotettavuutta toimitusvarmuuskriteerien siirtymäaikana ja jotka toteuttamalla jakeluverkko täyttää säädetyt toimitusvarmuusvaatimukset. Kehittämissuunnitelmassa on asiakkaiden kohtuullisten tarpeiden mukaisesti kiinnitettävä huomiota sellaisten sähkönkäyttöpaikkojen sähkönsaannin varmistamiseen, joihin on sijoittunut yhteiskunnan johtamisen tai turvallisuuden, väes-

tön toimeentulon taikka elinkeinoelämän toimintakyvyn varmistamisen kannalta tärkeitä toimintoja ja palveluita. Kehittämissuunnitelmaan sisältyvien sähköjohtojen sijoittelussa on mahdollisuuksien mukaan hyödynnettävä yhteisiä reittejä viestintäverkkojen sekä vesi- ja viemäriverkkojen kanssa.

Kehittämissuunnitelma ja siihen tehtävät muutokset on toimitettava EMV:lle. EMV:lla on oikeus vaatia jakeluverkonhaltijaa tekemään muutoksia kehittämissuunnitelmaan, jos on syytä epäillä, että kehittämissuunnitelmaan sisältyvät toimenpiteet eivät johda 9 c §:ssä säädettyjen vaatimusten täyttämiseen tai jos kehittämissuunnitelma ei täytä 2 momentissa säädettyjä vaatimuksia

EMV voi valvoa kehittämissuunnitelman toteutumista muun muassa verkon rakennetiedoissa ilmoitettujen investointimäärien pohjalta ja arvioida kehittämistoimenpiteiden riittävyyttä keskeytyslukemien muutosten pohjalta. Erityisesti käyttöpaikkakohtaisissa keskeytystilastoista toimitusvarmuuden parantuminen ja riittävän toimitusvarmuustason saavuttaminen olisi paremmin todettavissa kuin nykyisistä keskeytystilastoista.

7.4 Muut kehittämismahdollisuudet

Etäluettavien sähkömittareiden käyttöönotto luo tulevaisuudessa uusia mahdollisuuksia verkkovalvontaan. Niiden avulla pienjännitevikojen kirjaus tulee mahdolliseksi ja tarkentuvaa energiamittausta voidaan käyttää keskeytyksistä aiheutuneen haitan tarkemmassa määrittelyssä. Myös jännitteen laadun valvonta tulee mahdolliseksi. Nykyisin verkonhaltijoilta kerätään vain keskeytystilastot, mutta etenkin jännitekuoppien kirjaaminen antaisi lisäkuvaa verkon sähkön laadusta.

Toisaalta sähköverkkoa tulisi kehittää asiakkaiden kasvavien vaatimusten mukaisesti eikä vain valvoa riittävän ylläpidon tai sähkön laadun tasoa. Tulevaisuudessa sähköverkonhaltijoiden tulisi mahdollistaa asiakkailleen myös uusia verkkopalveluja kuten sähköautojen lataus ja mikrotuotannon verkkoon liittäminen.

Kasvavien toimitusvarmuuskriteerien myötä ennenaikaiset verkkoinvestoinnit eli investoinnit, jotka tehdään ennen komponentin pitoajan päättymistä yleistyvät. Tämä aiheuttaa sen että verkonhaltija joutuu purkamaan toimivaa verkkoa eikä siten ehdi saamaan tuottoa komponentin koko arvolle. Edistääkseen toimitusvarmuuden parantamista EMV:n on luotava kannattava investointiympäristö.

7.4.1 Sähkön laaturajojen asettaminen

Sähkön laaturajojen puuttuminen vaikeuttaa kehittämisvelvollisuuden valvontaa sähkön laadun osalta. Tällä hetkellä lainmukainen riittävän hyvä sähkön laatu määritellään standardin SFS-EN 50160 mukaan, joka on määritelty tarkemmin luvussa 3.1.1. Etenkin keskeytyksille standardi määrittelee epämääräiset alueesta riippuvaiset indikaatiiviset keskeytysmäärät, joita ei tulisi ylittää missään osassa verkkoa. Nämä indikaatiiviset arvot ovat kuitenkin hyvin väljät ja tulkinnanvaraiset eivätkä ne määrittele esimerkiksi asiakkaalle sallittua keskeytysaikaa. Verkon keskimääräiselle toimitusvarmuustasolle ei ole

määritelty riittävää toimitusvarmuustasoa, jossa sähkön laadun tulisi keskimäärin olla. Toisaalta verkot eroavat toisistaan huomattavasti, jolloin tällainen keskimääräinen taso ei olisi tasapuolinen.

Sähkön laatustandardia olisi suotava päivittää esimerkiksi ET:n toimitusvarmuuskriteeristön suuntaiseksi, missä eri sähkönjakelualueille on määritelty tarkemmat toimitusvarmuuden tavoitetasot. Tosin tavoitetasojen sijaan standardin tulisi määritellä minimitoimitusvarmuuskriteerit, joiden sisällä kaikkien asiakkaiden sähkön laadun tulisi olla. Tällöin sähkön toimitusvarmuudelle saataisiin riittävän kattavat laaturajat standardin ja TEM:n ehdotuksen mukaisten toimitusvarmuusrajojen muodossa. ET:n toimitusvarmuuskriteeristössä toimitusvarmuuden tavoitetasot on jaettu kolmeen eri alueeseen: city, taajama ja maaseutu, joille on määritelty suurimmat sallitut kokonaiskeskeytysajat ja lyhyiden keskeytysten maksimimäärät. Kyseinen toimitusvarmuuskriteeristö julkaistiin vuonna 2010 ja jäsenverkonhaltijoiden on tavoitteena täyttää kriteeristön vaatimukset vuoteen 2030 mennessä. Kriteeristön toimitusvarmuusrajoja on tarkemmin esitelty taulukossa 7.4.

Taulukko 7.4. ET:n toimitusvarmuuskriteeristön toimitusvarmuusrajat.[7]

	City	Taajama	Maaseutu
Kokonaiskeskeytysaika	1 h	3 h	6 h
Lyhyiden keskeytysten määrä	0 kpl/a	10 kpl/a	60 kpl/a

Taulukon 7.4 mukaisesti cityssä asiakkaalle ei saa syntyä lyhyitä keskeytyksiä ja kokonaiskeskeytysaika vuodessa saa olla enintään yksi tunti. Taajama-asiakkaille sallitaan enintään 10 lyhyttä keskeytystä vuodessa ja kokonaiskeskeytysaika saa olla enintään kolme tuntia. Maaseutuasiakkaille sallitaan suuresta jälleenkytkentöjen määrästä johtuen enintään 60 lyhyttä keskeytystä vuodessa ja kokonaiskeskeytysaika saa olla enintään kuusi tuntia. Jälleenkytkentöjen tarkoitus on estää pitempiaikaisten keskeytysten syntyminen, mistä syystä 60 lyhyen keskeytyksen tavoitemäärä on ymmärrettävä. On huomattava, että ET:n mukaiset toimitusvarmuusrajat on sallittavaa ylittää kerran kolmessa vuodessa erityisen vaikean yksittäisen vian tai laajan suurhäiriön aiheuttamana. [7]

8 YHTEENVETO

Tässä diplomityössä pyrittiin luomaan valvontamenetelmiä sähkömarkkinalain 9 § mukaisen kehittämisvelvollisuuden käytännön valvonnan parantamiseksi sekä arviomaan valvontamenetelmien tulevaisuuden kehittämismahdollisuuksia. Työssä käytiin ensin läpi työ- ja elinkeinoministeriön ehdotuksen mukaisia muutosehdotuksia sähkömarkkinalakiin kehittämisvelvollisuuden osalta, jonka jälkeen pyrittiin määrittelemään kehittämisvelvollisuutta valvonnan näkökulmasta. Sen jälkeen arvioitiin nykyisen valvontamenetelmien toimivuutta kehittämisvelvollisuuden näkökulmasta ja vertailtiin kansainvälisesti kehittämisvelvollisuuteen liittyviä valvontamenetelmiä.

Työn tarkoituksena oli löytää käytännön valvontamenetelmät kehittämisvelvollisuuden valvonnalle. Valvontamenetelmissä päätettiin keskittyä etenkin sähkön laadun ja verkon ylläpidon valvontaan niiden olennaisen tärkeyden ja toteutettavissa olevien valvontamenetelmien johdosta. Sähkön laadun osalta valvonnassa keskitytään etenkin sähköverkon toimitusvarmuuteen. Valvonta perustuu verkonhaltijoiden ilmoittamien keskeytyslukemien sekä niistä muodostetun keskeytyksistä aiheutuneen haitan vertailuun. Toimitusvarmuustason määrittämiseksi vertailua tehdään sekä verkonhaltijan historia-tietoihin että vastaavantyyppisten verkonhaltijoiden keskeytystietoihin. Verkonhaltijan historiatiedoista voidaan päätellä kuinka verkonhaltijan sähköverkon toimitusvarmuus on parantunut tai heikentynyt vuosien varrella, mikä antaa kuvaa verkon kehittämisen suunnasta. Verkonhaltijan sähköverkon toimitusvarmuuden tason määrittämiseksi verkonhaltijan keskeytystilastoja vertaillaan vastaavantyyppisten verkonhaltijoiden keskeytystilastoihin, jolloin saadaan kuvaa kuinka hyvällä tasolla verkonhaltijan sähkön toimitusvarmuus on. Arvioimalla sähkön toimitusvarmuuden tasoa ja sen kehityssuuntaa voidaan siis päätellä onko verkonhaltija laiminlyönyt kehittämisvelvollisuutta sähkön laadun osalta. Huomioitavaa kuitenkin on, että muun muassa erilaiset vuotuiset sääolosuhteet vaikuttavat keskeytystilastoihin joissain tapauksissa hyvinkin huomattavasti, mikä täytyy huomioida kehittämisvelvollisuuden toteutumista arvioitaessa. Nykyisen lainsäädännön tulkinnanvaraisuus kehittämisvelvollisuuden osalta aiheuttaa sen, että arvioitaessa kehittämisvelvollisuuden toteutumista keskimääräisistä tunnusluvuista, laiminlyöntiä voi olla vaikea osoittaa. Useimmissa tapauksissa laiminlyönnin osoittaminen vaatii tarkempaa tapauskohtaista selvitystä, jossa verkonhaltijalta on pyydettävä tarkempia tietoja kuten käyttöpaikkakohtaisia keskeytystilastoja.

Verkon kunnon ja ylläpidon valvonnassa keskitytään verkonhaltijan tekemien korvausinvestointien riittävyys. Korvausinvestointien tarvetta arvioidaan komponenttien ikätiedoista siten, että komponenttiryhmän ollessa vanhaa korvausinvestointitarve on suurin. Korvausinvestointitarpeen ollessa suuri tulee verkonhaltijoiden investoida verk-

koonsa verkon JHA:sta lasketun tasapoiston verran, joka kuvaa kuinka paljon verkko vanhenee vuodessa. Nuoremmalla verkolla korvausinvestointitarve on pienempi, mutta tällöinkin investointien määrää on syytä seurata pitkällä aikavälillä. Mikäli komponenttiryhmä vanhenee voimakkaasti, on myös syytä epäillä kehittämisvelvollisuuden toteutumista.

Kehittämisvelvollisuuden toteutumista arvioitaessa sähkön laatu- ja ylläpitomittareita tulee myös vertailla toisiinsa, jotta saadaan selville onko esimerkiksi sähkön laatu huonontunut ylläpidon vähäisyydestä johtuen. Mikäli mittarit ovat ristiriidassa eli sähkön laadun ollessa huonoa, kuitenkin käy ilmi, että ylläpitäviä korvausinvestointeja on tehty paljon, voidaan mahdollisesti katsoa, ettei verkonhaltija laiminlyö kehittämisveloitettaan. Etenkin tapauskohtaisissa tilanteissa, joissa tarkastellaan esimerkiksi asiakasvalituksen pohjalta verkonhaltijan tiettyä aluetta, voidaan sähkön laatua ja ylläpidon riittävyttä arvioimalla päätellä kehittämisvelvollisuuden toteutuminen kyseisellä alueella.

Tulevaisuudessa kehittämisvelvollisuuden valvontaa saatetaan kehittää asiakaskohteisemmaksi, jolloin voitaisiin hyödyntää etäluettavien mittareiden avulla saatavia käyttöpaikkakohtaisia keskeytys- ja energiankulutustietoja. Näistä tiedoista voitaisiin edelleen kehittää myös taloudellisessa valvonnassa käytettyä KAH:n arviointia todenmukaisempaan suuntaan. Käyttöpaikkakohtaisia keskeytys- ja energialukemia käytettäessä voitaisiin myös jaotella käyttöpaikat Norjan tapaan eri toimitusvarmuusluokkiin asiakastyypin mukaan, mikä tekisi KAH:sta entistä todenmukaisemman.

Verkonhaltijoilta kerättävien tunnuslukujen, kuten keskeytyslukemien ja siirrettyjen energiamäärien sekä rakennetiedoissa kerättävien verkon komponenttien määrien ja ikätietojen tarkastamiseen ja luotettavuuden varmentamiseen on syytä panostaa tulevaisuudessa enemmän. Luvuilla on suuri merkitys verkonhaltijoiden tuottoa määritellessä ja velvollisuuksien täyttämisen arvioinnissa, joten on erittäin tärkeää, että luvut ovat tulevaisuudessa entistäkin luotettavampia.

Tällä hetkellä sähkön laadun valvonnassa noudatettava standardi on SFS-EN 50160, joka kertoo melko suppeasti minimitason käyttöpaikan sähkön laadulle. Mikäli tulevaisuudessa käyttöpaikkakohtaista sähkön laatua aletaan tarkastella, myös standardin mukaista sähkön laatua voitaisiin tarkentaa toimitusvarmuusvaatimusten osalta, jotta kehittämisvelvollisuuden toteutuminen ja riittävän hyvän sähkön laadun saanti voidaan osoittaa yksiselitteisemmin. Erityyppisille alueille voitaisiin määritellä omat laaturajat esimerkiksi ET:n toimitusvarmuuskriteeristön tapaisesti.

LÄHTEET

- [1] Energiamarkkinaviraston tehtävät [WWW]. [viitattu 2.1.2013]. Saatavissa: <http://www.emvi.fi/alasivu.asp?gid=32&languageid=246>.
- [2] L 17.3.1995/386. Sähkömarkkinalaki
- [3] Työ- ja elinkeinoministeriö. Työ- ja elinkeinoministeriön ehdotus toimenpiteistä sähköjakelun varmuuden parantamiseksi sekä sähkökatkojen vaikutusten lievittämiseksi. Helsinki 2012. 26 s.
- [4] Energiamarkkinavirasto. Päätös Helsingissä 23.8.2003 tapahtuneesta sähkökatkoksesta ja verkon kehittämisvelvollisuudesta. Dnro 185/429/2003. Helsinki 2004. 23 s.
- [5] Energiamarkkinavirasto. Päätös Fortum Sähkön siirron 110 kilovoltin verkon kehittämisvelvollisuuden laiminlyönnistä. Dnro 341/420/2012. Helsinki 2012. 27 s.
- [6] HE 162/1998. Hallituksen esitys Eduskunnalle laiksi sähkömarkkinalain muuttamisesta.
- [7] Partanen, J., Verho, P., Honkapuro, S., Järventausta, P., Lassila, J., Kaipia, T., Strandén, J. & Mäkinen, A. Sähköjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitteet. Lappeenranta ja Tampere 2010. 58 s
- [8] SFS-EN 50160. Yleisen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet. Helsinki 2000. Suomen standardoimisliitto SFS ry. 28 s.
- [9] Energiatieteollisuus ry. Keskeytystilasto-ohje 2012. Helsinki 2012. 29 s.
- [10] IEEE Std 1366, 2001 Edition. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. New York 2001. 12 p.
- [11] Energiamarkkinavirasto. Määräys sähköverkkotoiminnan tunnusluvuista ja niiden julkaisemisesta. Dnro 963/002/2011. Helsinki 2011. 34 s.
- [12] Honkapuro, S., Tahvanainen, K., Viljainen, S., Partanen, J., Mäkinen, A., Verho P. & Järventausta, P. Keskeytystunnuksien referenssiarvojen määrittäminen. Lappeenranta ja Tampere 2007. 39 s.
- [13] Energiamarkkinavirasto. Liite 1 – Valvontamenetelmät sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioi-

miseksi 1.1.2012 alkavalla ja 31.12.2015 päättyvällä kolmannella valvontajaksolla. Helsinki 2011. 68 s. + liitt. 10 s.

[14] Verho, P., Strandén, J., Nurmi, V.-P., Mäkinen, A., Järventausta, P., Hagqvist, O., Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T. & Honkapuro, S. Nykyisen valvontamallin arviointi – suurihäiriöriski. Tampere 2010. 50 s.

[15] Verho, P., Sarsama, J., Strandén, J., Krohns-Välimäki, H., Hälvä, V. & Hagqvist, O. Sähköhuollon suurihäiriöiden riskianalyysi- ja hallintamenetelmien kehittäminen – Projektin loppuraportti. Tampere 2012. 89 s. + liitt. 86 s.

[16] Lassila, J. Strategic development of electricity distribution networks – concepts and methods. Lappeenranta 2009. 156 s.

[17] Energiamarkkinavirasto. Kolmannen valvontajakson yhtiökohtaiset vahvistuspäätökset. dnrot 732–831/430/2011.

[18] Energiamarkkinavirasto. Sähköverkon investointien jaottelu laajennus ja korvausinvestoinneiksi dnro 1184/402/2012. Helsinki 2012. 2 s.

[19] Energiamarkkinavirasto. Verkonrakennetiedot [WWW]. [viitattu 2.1.2013]. Saatavissa: <https://valvontatieto.emvi.fi/>

[20] KA 2:10. Verkostotöiden kustannusluettelo. Helsinki 2010. Energiateollisuus ry. 21 s.

[21] Empower Oy, Energiamarkkinavirasto. Sähköverkkokomponenttien yksikköhintojen määrittäminen. Helsinki 2010. 15 s. + liitt. 23 s.

[22] EPNDir 2009/72/EY. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä ja direktiivin 2003/54/EY kumoamisesta.

[23] Council of European Energy Regulators. 5th CEER benchmarking report on the quality of electricity supply 2011. Bryssel 2012. 260 s.

[24] Norges vassdrags- og energidirektorat. Report on regulation and the electricity market 2011. Norja 2011. 26 s.

[25] Norges vassdrags- og energidirektorat. Report on regulation and the electricity market 2010. Norja 2010. 24 s.

- [26] NordREG. Economic regulation of electricity grids in Nordic Countries. Tanska 2011. 119 s.
- [27] Energimarknadsinspektionen. EI R2012:11: The Swedish electricity and natural gas markets 2011. Eskiltuna 2012. 68 s.
- [28] Energimarknadsinspektionen. Särskilda rapporten - teknisk data 2005-2010. [WWW]. [viitattu 2.1.2013]. Saatavissa: <http://www.ei.se/sv/Publikationer/Arssrapporter/>
- [29] Kauppa- ja teollisuusministeriö. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kehittäminen - Sähkön jakeluhäiriöiden ehkäisemistä ja jakelun toiminnallisia tavoitteita selvittäneen työryhmän raportti. Helsinki 2006. 77 s.
- [30] Danish Energy Regulatory Authority. 2011 National Report to the European Commission Denmark. Tanska 2011. 56 s.
- [31] Office of the Gas and Electricity Markets [WWW]. [viitattu 2.1.2013]. Saatavissa: <http://www.ofgem.gov.uk>
- [32] Järventausta, P., Mäkinen, A., Nikander, A., Kivikko, K., Partanen, J., Lassila, J., Viljainen, S. & Honkapuro, S. Sähkön laatu jakeluverkkotoiminnan arvioinnissa. Tampere ja Lappeenranta 2003. 163 s.
- [33] Järventausta, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Partanen, J., Lassila, J. & Viljainen, S. Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta. Tampere ja Lappeenranta 2005. 45 s.
- [34] Energiainfo. Keski-ikäisen huomiointi sähköverkon nykykäyttöarvon laskennassa. Helsinki 2011. 10 s.
- [35] Energiainfo. Maakaapeloinnin kaivuolosuhteiden määrittäminen ja verkko-komponenttien keski-ikäitietojen käyttö verkonarvon määrittämisessä. Helsinki 2010. 45 s.
- [36] Tolonen, J. 2011. Vaihtoehtoja sähkön toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteiden saavuttamiseksi maaseutumaaisessa jakeluverkossa. Diplomityö. Tampere. Tampereen teknillinen yliopisto, Automaatio-, kone- ja materiaalitekniikan tiedekunta. 100 s.
- [37] Silvast, A., Heine, P., Lehtonen, M., Kivikko, K., Mäkinen, A. & Järventausta, P. Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta. Helsinki ja Tampere 2005. 175 s.